



Qualidade de serviço em redes elétricas inteligentes

Tiago Joel Pimenta de Freitas

Dissertação apresentada à Escola Superior de Tecnologia e Gestão

Instituto Politécnico de Bragança

Para obtenção do grau de

Mestre em Energias Renováveis e Eficiência Energética

Trabalho realizado sob a orientação de

Professora Doutora Ângela Paula Ferreira

Professor Doutor Paulo Leitão

Novembro de 2014

Mestrado em Energias Renováveis e Eficiência Energética

Qualidade de serviço em redes elétricas inteligentes

Relatório da UC de Tese

Mestrado em Energias Renováveis e Eficiência Energética

Escola Superior de Tecnologia e de Gestão

Tiago Freitas

2013/2014

A Escola Superior de Tecnologia e Gestão não se responsabiliza pelas opiniões expressas
neste relatório.

Dedicatória

*Aos meus pais
que têm sido um pilar essencial
desde sempre,
e que tudo me proporcionaram!*

*Ao meu avô!
A todos aqueles que compartilharam comigo,
ao longo destes anos, alegrias e tristezas,
sorrisos e lágrimas, euforias e decepções!*

*À minha namorada,
por tudo aquilo que representa!*

Agradecimentos

O trabalho que aqui se apresenta só foi possível graças à colaboração e apoio de algumas pessoas, às quais não posso deixar de prestar o devido reconhecimento e agradecimento.

Aos meus orientadores, Professora Doutora Ângela Paula Ferreira e Professor Doutor Paulo Leitão, pelas elevadas capacidades científicas que me tentaram inculcar, por todo o tempo dispensado em prol da realização deste trabalho, pelas orientações e análises críticas, e pela motivação e confiança que sempre me transmitiram ao longo dos últimos meses.

Aos meus amigos de longa data que sempre me prestaram um apoio incondicional em todos os momentos, pela amizade verdadeira e companheirismo demonstrado durante o nosso percurso académico. Boa sorte para todos.

Aos meus pais por todos os esforços que passaram durante a vida, para me possibilitarem um futuro melhor.

Ao meu avô por todo o apoio e confiança demonstrada em todos estes anos.

Por fim e não menos importante à minha namorada, por toda a compreensão, carinho, motivação e apoio ao longo da minha vida académica.

Resumo

A energia elétrica é um bem essencial para a generalidade dos setores da economia mundial, devido às suas características únicas e à sua indispensável presença nas diferentes fases de produção/prestação de produtos/serviços respetivamente.

Atualmente, e devido à grande importância da energia elétrica, os estudos realizados com intuito de compreender os efeitos das alterações dos parâmetros da rede (tensão, frequência, etc.), que se encontram em intervalos pré-definidos, são cada vez mais significativos, levando à implementação de medidas com um efeito positivo nos níveis de qualidade de energia elétrica. Ao longo do presente trabalho, foi abordado o tema da qualidade da energia elétrica no contexto dos perfis de tensão e perdas nas linhas visando a integração dessas medidas em redes elétricas inteligentes.

Desta forma, é realizado um estudo em regime permanente em que se analisa a influência das baterias de condensadores e reguladores de tensão nos perfis de tensão e perdas nas linhas. Dos resultados obtidos, verifica-se que os componentes instalados na rede colaboram na melhoria da qualidade de serviço aqui explorada em termos dos perfis de tensão e permitem ainda reduzir as perdas nas linhas através de uma redução do valor eficaz da intensidade da corrente.

É ainda explorada a reconfiguração da rede e as consequências nos perfis de tensão, sendo exploradas duas novas configurações, cuja implementação é tecnicamente viável. Uma das reconfigurações simulada é a alimentação por outro barramento que não o original, tal que a fonte de alimentação fica mais próxima das cargas, o que permite reduzir a sobrecarga das linhas. A segunda reconfiguração implementada é a alimentação em anel aberto. Esta configuração consiste na alimentação da rede pelos barramentos extremos, com abertura de uma linha intermédia.

Estas duas novas configurações apresentam melhores resultados quer para os perfis de tensão quer para as perdas nas linhas, apresentando ainda uma sobrecarga nas linhas viável à sua implementação.

Por fim, são elaboradas algumas regras de priorização de ações conducentes à qualidade de serviço, que permitem a melhoria dos perfis de tensão e reduzir as perdas nas linhas, podendo estas ser aplicadas no futuro numa rede dotada de controlo inteligente (*Smart Grid*).

Palavras-chave: Energia Elétrica, Qualidade de Energia Elétrica, Baterias de Condensadores, Reguladores de Tensão, Perfis de Tensão, Perdas nas Linhas, Reconfiguração da Rede, Regras de Priorização.

Abstract

Electricity is an essential asset to almost all of the industrial sectors of today world's economy. This is due to its unique features and mandatory presence on the various stages of production goods and services.

Nowadays, due to the great importance of electricity, studies regarding the effects of the alterations on the grid's parameters, such as voltage and frequency, are getting more and more relevant. As a result, there has been a significant increase the quality of the electric power.

This essay will be to explore the quality of the electrical power through the perspective of the relationship between voltage profiles and losses on the grid.

It is clear that the components installed on the grid result in a significant benefits on two major aspects: first, it reveals a major improvement on the quality of the service here analyzed. Second, it reduces the losses on the grid trough a reduction on the effective value of intensity. Afterwards, a study will be conducted, in which the influence of the capacitor banks and voltage regulator is going to be measured on the voltage profiles and loss on the grid. The purpose of this analysis is to assess if the components installed in the grid present positive results.

The grids reconfiguration is also assessed, attempting to explore two new configurations which implementation is technically viable. The first simulated configuration is the powering of the grid by other crossing than the original. The result is an approach between the power supply and the charges, decreasing the voltage swell of the grid.

The second attempted configuration is the powering in open ring, which consists in powering by extreme crossings, with an intermediate line opening.

Both simulations present potential better results to voltage profiles and grid losses, and both present a suitable voltage swell of the grid.

Finally, as an output of this thesis, it will be presented a set of prioritization rules, able to apply in the future *Smart Grid*, since, as proven, they provide better results regarding the voltage profiles and loss of the grid.

Keywords: Electricity, Quality of the Electrical Power, Voltage Profiles, Losses on the Grid, Capacitor Banks, Voltage Regulator, Grid's Reconfiguration, Prioritization Rules.

Índice

Capítulo 1	1
1 Introdução	1
1.1 Contextualização e objetivos	1
1.2 Estrutura do trabalho	2
Capítulo 2	4
2 Qualidade de Energia Elétrica	4
2.1 Introdução	4
2.2 Normalização	5
2.3 Conceito de Qualidade Energia Elétrica	6
2.4 Principais Problemas de QEE	7
2.4.1 Continuidade da tensão	7
2.4.2 Cava de Tensão	9
2.4.3 Sobreensões	12
2.4.4 Tremulação (<i>"flicker"</i>)	13
2.4.5 Desequilíbrios das Tensões	15
2.4.6 Distorção harmónica	16
2.5 Elementos passivos para a melhoria da qualidade de serviço	18
2.5.1 Filtros	18
2.5.2 Baterias de condensadores	21
2.5.3 Reguladores de tensão	23
2.6 Geração Distribuída e a Qualidade Energia Elétrica	24
2.7 Conclusão	26
Capítulo 3	27
3 Influência de elementos passivos de regulação da tensão na qualidade de energia elétrica	27

3.1	Introdução	27
3.2	Descrição da Rede.....	27
3.3	Caracterização dos casos de estudo	29
3.4	Análise de resultados	31
3.4.1	Influência das baterias de condensadores.....	31
3.4.2	Influência dos reguladores de tensão	35
3.4.2.1	Reguladores de tensão a 5 %	36
3.4.2.2	Reguladores de tensão a 10 %	38
3.5	Análise de sobrecargas das linhas.....	40
3.6	Conclusões	42
Capítulo 4	44
4	Reconfiguração da Rede	44
4.1	Introdução	44
4.2	Alteração do barramento de alimentação da rede	44
4.2.1	Análise de resultados.....	45
4.2.1.1	Influência das baterias de condensadores	46
4.2.1.2	Influência das baterias de condensadores e dos reguladores de tensão	48
4.2.2	Análise de sobrecargas nas linhas	51
4.3	Exploração da rede em anel aberto	52
4.3.1	Análise de resultados.....	54
4.3.1.1	Influência das baterias de condensadores	54
4.3.1.2	Influência das baterias de condensadores e regulador de tensão	56
4.3.2	Análise de sobrecargas nas linhas	58
4.4	Conclusões	59
Capítulo 5	61
5	Estabelecimento de regras de priorização para uma rede dotada de controlo inteligente	61
5.1	Introdução	61

5.2	Descrição da metodologia utilizada	61
5.3	Exploração da rede em vários regimes de carga	62
5.3.1	Regras de priorização para regimes de carga de horas de vazio	63
5.3.2	Regras de priorização para regimes de carga de horas fora do vazio	66
5.3.3	Regras de priorização para regime de carga de 50 % da potência ativa	69
5.3.4	Regras de priorização para regime de carga de 50 % da potência reativa	72
5.4	Conclusões	74
Capítulo 6	76
6	Conclusão final.....	76
6.1	Principais conclusões	76
6.2	Trabalhos futuros	77
7	Referências bibliográficas	78
A.	Anexo A	81

Lista de Tabelas

Tabela 3.1-Influência das baterias de condensadores nas perdas nas linhas.....	34
Tabela 3.2-Influência dos reguladores a 5 % nas perdas nas linhas.	37
Tabela 3.3- Influência dos reguladores a 10 % para as perdas nas linhas.....	39
Tabela 4.1- Influência das baterias de condensadores para as perdas nas linhas.	47
Tabela 4.2- Influência das baterias de condensadores e dos reguladores de tensão nas perdas das linhas.	50
Tabela 4.3- Influência das baterias de condensadores nas perdas das linhas.....	55
Tabela 4.4- Influência das baterias de condenadores e regulador de tensão nas perdas nas linhas.	58
Tabela 5.1: Novas cargas instaladas na rede.	62
Tabela 5.2: Regra de priorização e respetiva ordem de implementação para simulação Horas de Vazio solução 2.	65
Tabela 5.3: Valor das perdas ativas e reativas para a condição de horas de vazio em valor percentual.	65
Tabela 5.4: Regras de priorização e respetiva ordem de implementação para simulação Horas Fora do Vazio solução 2.....	68
Tabela 5.5: Valor percentual das perdas ativas e reativas para a condição de horas fora de vazio.	69
Tabela 5.6: Regras de priorização e respetiva ordem de implementação para simulação 50 % da potência ativa solução 2.....	71
Tabela 5.7: Valor percentual das perdas ativas e reativas para a condição de 50 % da potência ativa.	72
Tabela 5.8: Regras de priorização e respetiva ordem de implementação para simulação 50 % da Pot Reativa solução.	73
Tabela 5.9: Valor percentual das perdas ativas e reativas para a condição de 50 %da potência reativa.	74
Tabela A.1: Cargas instaladas.	81
Tabela A.2: Caracterização das Linhas MT.	81
Tabela A.3: Caracterização das zonas.....	81
Tabela A.4: Características da Rede.	82
Tabela A.5: Caracterização dos Barramentos.	83

Tabela A.6: Correntes máximas admissíveis nas linhas.	84
--	----

Lista de Figuras

Figura 2.1- Breve interrupção [14].....	8
Figura 2.2: Cava de tensão primeiro critério [15].	10
Figura 2.3: Cava de tensão para o segundo critério [15].....	10
Figura 2.4- Cava de Tensão [11].	11
Figura 2.5- Sobretensões [11].	13
Figura 2.6- Exemplo forma de onda do fenómeno <i>flicker</i> [11].....	14
Figura 2.7- Desequilíbrio de tensões [18].	15
Figura 2.8- Distorção Harmónica [19].	17
Figura 2.9: Filtro passivo para fontes de corrente ou de tensão [23].	18
Figura 2.10: Esquema de um filtro ativo série (a) e esquema de um filtro ativo paralelo (b) [25].	20
Figura 2.11: Esquema de condicionador unificado de qualidade de energia [26].	21
Figura 2.12: Banco de condensadores [31].	22
Figura 2.13: Esquema de um regulador de tensão [34].....	23
Figura 3.1- Rede em estudo.....	28
Figura 3.2- Compensação Total.	30
Figura 3.3- Perfis de Tensão resultantes da influência das baterias de condensadores.	32
Figura 3.4- Efeito das BC nos perfis de tensão [30].	33
Figura 3.5: Redução das correntes nas linhas.	35
Figura 3.6- Efeito do regulador de tensão nos perfis de tensão [30].....	36
Figura 3.7- Perfis de tensão resultantes dos reguladores de tensão a 5 %.	36
Figura 3.8: Efeito da sobrecompensação.....	37
Figura 3.9- Perfis de tensão resultantes dos reguladores de tensão a 10 %.	38
Figura 3.10: Corrente nas linhas com a influência das baterias de condensadores.....	41
Figura 3.11: Corrente nas linhas com a influência dos RT a elevar a tensão em 5 %.	41
Figura 3.12: Correntes nas linhas com a influência dos RT a elevar a tensão em 10 %.....	42
Figura 4.1: Rede com alimentação pelo barramento 840.....	45
Figura 4.2- Influência das baterias de condensadores nos perfis de tensão.	46
Figura 4.3- Influência das baterias de condensadores e reguladores de tensão nos perfis de tensão.....	49
Figura 4.4: Correntes nas linhas com a influência das baterias de condensadores, Caso 6.	51

Figura 4.5: Correntes nas linhas com a influência das baterias de condensadores e dos reguladores de tensão, Caso 6.	52
Figura 4.6: Rede de estudo para a configuração em anel aberto.	53
Figura 4.7- Influência das baterias de condensadores nos perfis de tensão.	55
Figura 4.8- Influências das baterias de condensadores e regulador de tensão nos perfis de tensão.	57
Figura 4.9: Correntes nas linhas com a influência das baterias de condensadores, Caso 6.	59
Figura 4.10: Correntes nas linhas com a influência das baterias de condensadores e do regulador de tensão, Caso 6.	59
Figura 5.1: Perfil de tensão para a condição de horas de vazio.	63
Figura 5.2: Perfil de tensão obtido para a solução 1.	64
Figura 5.3: Perfil de tensão obtido para a solução 2.	64
Figura 5.4: Perfil de tensão para a condição de horas fora do vazio.	66
Figura 5.5: Perfil de tensão obtido para a solução 1.	67
Figura 5.6: Perfil de tensão obtido para a solução 2.	68
Figura 5.7: Perfil de tensão para a condição de 50 % da potência ativa.	69
Figura 5.8: Perfil de tensão obtido para a solução 1.	70
Figura 5.9: Perfil de tensão obtido para a solução 2.	71
Figura 5.10: Perfil de tensão para a condição de 50 % da potência reativa.	72
Figura 5.11: Perfil de tensão obtido com a solução final.	73
Figura 5.12: Perfis de tensão finais para os vários regimes de carga obtidos com aplicação das regras de priorização de cargas criadas.	75

Lista de Abreviações

AT	Alta Tensão.
BC	Baterias de Condensadores
CENELEC	Comité Europeu de Normalização Eletrotécnica
DI	Duração das Interrupções longas
DIPEC	Duração das Interrupções nos Pontos de Entrega ao Cliente
ENF	Energia Não Fornecida
Er	Erro obtido para cada um dos barramentos da rede
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
ETF	Energia Total Fornecida
FDLF	<i>Fast-Decoupled Load Flow</i>
FI	Número de interrupções longas no ponto de entrega
GD	Geração Distribuída
GEPE	Grupo de Eletrónica de Potência e Energia
IPEC	Interrupções nos Pontos de Entrega ao Cliente
MAIFI RT	Frequência Média de Interrupções Breves do Sistema
MT	Média Tensão
NTIBPE	Número Total de Interrupções Breves nos Pontos de Entrega
NTPE	Número Total de Pontos de Entrega
P_J	Perdas Joule
P_L	Perdas Energia Ativa
PL	Perdas nas linhas
P_R	Perdas Relativas
P_{tC}	Potência total Consumida
Q_{CI}	Energia Reativa
QEE	Qualidade de Energia Elétrica
Q_L	Perdas Energia Reativa
RQS	Regulamento de Qualidade de Serviço
RT	Reguladores de tensão
R_T	Razão de Transformação
SAIDI RT	Duração Média das Interrupções Longas do Sistema
SAIFI RT	Frequência Média de Interrupções Longas do Sistema

SEN	Sistema Elétrico Nacional
T	Tempo
THD	<i>Total Harmonic Distortion</i>
TIE	Tempo de Interrupção Equivalente
UPQC	Condicionador Unificado de Qualidade de Energia
V_B	Tensão Barramento
V_D	Tensão Declarada
V_{RD}	Tensão de Referência de Deslizamento

Capítulo 1

1 Introdução

A energia elétrica é vista atualmente como um bem essencial e indispensável para o bem-estar do ser humano, sendo o fornecimento de energia elétrica um serviço muito precioso, do qual a sociedade é completamente dependente.

A Qualidade de Energia Elétrica (QEE) é fundamental para todos os intervenientes no setor elétrico, quer seja distribuidores, comercializadores de último recurso e/ou consumidores. Relativamente aos consumidores residenciais, a QEE é crucial para o quotidiano, ou seja, para a realização das necessidades básicas e para o conforto. No caso dos consumidores comerciais e industriais, a produção e geração de receita de capital encontra-se cada vez mais dependente da fiabilidade do fornecimento de energia.

Assim, a melhoria da qualidade de serviço de distribuição de energia elétrica é um objetivo constante das empresas responsáveis, pois a melhoria deste serviço acarreta vantagens do ponto de vista dos consumidores finais e das empresas distribuidoras de energia elétrica. Esta melhoria surge através das metas que as próprias empresas estabelecem, e pela legislação inerente a este setor.

1.1 Contextualização e objetivos

A energia elétrica é um bem essencial para os setores da economia mundial, pois encontra-se presente nas diferentes fases de produção industrial ou na prestação de serviços no comércio. Atualmente, e devido à grande importância que a energia elétrica assume nas nossas vidas, os estudos à volta desta estão progredindo, resultando num colossal interesse pela comunidade científica.

Deste modo, é do interesse de todos os intervenientes do sistema (produção, distribuição e consumo) que os “níveis” de qualidade de serviço progridam para um valor máximo de 100 %.

Assim, o presente trabalho tem como objetivo principal a compreensão de modelos de análise e de implementação de medidas conducentes à qualidade de serviço. Procedeu-se à realização de um estudo sobre as técnicas possíveis de aplicar para melhorar a qualidade de serviço numa rede de distribuição, tendo por base estudos realizados ao longo das últimas décadas.

Na realização do presente trabalho, além do objetivo principal foram, estipulados outros objetivos, destacando-se os seguintes:

- Compreender o conceito de QEE;
- Identificar os principais problemas que afetam a QEE;
- Identificar as principais normas que regulamentam este setor;
- Identificar o caso de estudo;
- Identificar e modelar a rede selecionada, para uma rede europeia (mantendo as características básicas);
- Identificar a influência das Baterias de Condensadores (BC) e Reguladores de Tensão (RT) nos perfis de tensão e perdas nas linhas;
- Promover uma reconfiguração da rede e estudar os perfis de tensão e perdas nas linhas obtidos, e ainda atuar sobre os componentes da rede de modo a obter melhorias nos perfis de tensão e perdas nas linhas;
- Identificar a melhor configuração da rede;
- Conceber regras de priorização de ações para eliminar/atenuar os problemas de QEE da rede, ao nível dos perfis de tensão e perdas nas linhas para as várias situações testadas.

A posteriori da identificação dos objetivos do trabalho, procedeu-se a assimilação/realização dos mesmos pela ordem apresentada, com o intuito de no fim do presente trabalho o objetivo principal (compreensão de modelos de análise e de implementação de medidas conducentes à qualidade de serviço) seja atingido.

1.2 Estrutura do trabalho

Além do capítulo inicial, onde é introduzido o estudo do presente trabalho e respetivos objetivos e estrutura do mesmo, existem ainda mais cinco capítulos.

No capítulo 2 é efetuado um levantamento da legislação vigente para este setor, é realizado um estudo sobre o conceito QEE, são apresentados elementos possíveis de encontrar numa rede elétrica que permitem a melhoria da qualidade serviço, são abordados os vários problemas que afetam a QEE, e os problemas inerentes à introdução da geração distribuída nas redes elétricas.

O capítulo 3 é dedicado à apresentação da influência das BC e RT nos perfis de tensão e perdas nas linhas. Na fase inicial do capítulo é descrita a rede selecionada, os três cenários formulados, os casos de estudo concebidos e a metodologia aplicada a cada um dos cenários. Por fim são apresentados os resultados e as respectivas análises e é apresentada uma análise à sobrecarga das linhas.

No capítulo 4 são analisadas duas novas configurações da rede, sendo assim formulados dois novos cenários, analisados em cada uma das novas configurações. Por fim procedeu-se à análise da sobrecarga das linhas para ambas as configurações.

O capítulo 5 diz respeito ao estabelecimento de regras de priorização de ações para vários regimes de carga no pressuposto da rede ser dotada de controlo inteligente (*Smart Grid*), estando presente a explicação da metodologia utilizada nas diferentes simulações. São apresentadas as diferentes condições de exploração de rede, as respectivas ações que se devem realizar de modo a melhorar os perfis de tensão e reduzir as perdas na rede.

Por fim, no capítulo 6 são apresentadas as conclusões finais obtidas com a realização do presente trabalho e mencionados os trabalhos futuros possíveis de realizar.

Capítulo 2

2 Qualidade de Energia Elétrica

2.1 Introdução

Atualmente, e devido à grande importância da energia elétrica, os estudos em torno desta são cada vez mais significativos, pois é de extrema importância para as empresas produtoras, distribuidoras, fabricantes de equipamentos e também para os consumidores.

Posto isto, o conceito de QEE surge pela primeira vez numa publicação da marinha dos Estados Unidos da América no ano de 1968, sendo que, nesta publicação, é apresentado um estudo sobre os efeitos das perturbações na alimentação no normal funcionamento dos equipamentos eletrónicos [1].

Relativamente ao conceito de QEE, este tem sofrido sucessivas alterações de acordo com os avanços tecnológicos, de modo a acompanhar o desenvolvimento tecnológico desta área.

Há alguns anos atrás, a principal preocupação ao nível da QEE era a continuidade do serviço. Contudo, atualmente, para além da continuidade do serviço, outros parâmetros assumem relevância, nomeadamente a amplitude e frequência da tensão, o desequilíbrio de tensões e distorção harmónica. Estas alterações prendem-se com o facto de nos dias de hoje a maioria das cargas serem não lineares, “consomem” correntes não sinusoidais, “poluindo” a rede elétrica, sendo frequentemente as responsáveis e as “vítimas” das perturbações causadas a nível da QEE, o que não sucedia anteriormente, quando a maioria das cargas ligadas à rede elétrica eram lineares.

Com base nos argumentos acima expostos, estima-se que a QEE “nociva” custe à indústria e ao comércio da União Europeia cerca de dez mil milhões de euros por ano [2].

Assim, e com o objetivo de minimizar os problemas de QEE, têm surgindo vários incentivos à regulamentação e normalização da mesma, com o intuito de clarificar os problemas, sendo que para o caso português o Regulamento de Qualidade de Serviço (RQS) [3], a norma NP EN 50160 [4], IEEE 519 [5] e ainda IEC 61000 [6], têm como alvo a limitação do nível de

“poluição” na rede elétrica, de modo a que esta se estabeleça em níveis com os quais os equipamentos possam operar [7].

2.2 Normalização

Como todos os produtos que conhecemos atualmente precisam de normas que regulamentem os seus padrões de qualidade, a energia elétrica não foge à regra, pois necessita de cumprir determinados pré-requisitos e padrões de qualidade, de modo a satisfazer as necessidades dos equipamentos, sem interferir no normal funcionamento destes, dado que, atualmente, a maioria dos equipamentos requerem uma boa qualidade de energia.

Assim, e com a finalidade de estabelecer os requisitos e padrões de qualidade de energia foram elaboradas normas, sendo estas formadas essencialmente por três organizações [8]:

- IEC – *International Electrotechnical Commission*;
- IEEE – *Institute of Electrical and Electronic Engineers*;
- CENELEC – *European Committee for Electrotechnical Standardization* (principal organismo de normalização da Europa) .

De referir que o objetivo destas organizações, na área da QEE, se centra em três aspetos fundamentais:

- Definição de terminologia;
- Definição de características nominais: São definidos os valores nominais do produto (eletricidade) e os respetivos limites de variação;
- Definição de limites para as perturbações: Este é o objetivo final de uma norma de QEE [8].

Para o caso europeu deve-se destacar o CENELEC, organismo responsável pela elaboração da norma EN 50160, sendo que a norma NP EN 50160 (“*Características da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública de energia elétrica*”) é a versão portuguesa da norma europeia [9].

Esta norma descreve as principais características da rede de distribuição de Baixa Tensão (BT) e de Média Tensão (MT) no ponto de entrega em condições normais de exploração e indica ainda quais os valores nominais da rede que o cliente tem direito de receber, em condições normais de exploração. As características da rede que esta norma define são:

- Frequência;
- Amplitude da Tensão:

- *Flicker*;
- Simetria do sistema trifásico;
- Harmónicos [9].

Para o caso Português, para além da norma referida anteriormente, existe ainda o RQS da responsabilidade da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). O RQS tem como objetivo principal estabelecer as obrigações de qualidade de serviço de natureza técnica e comercial, devendo obedecer aos serviços prestados pelo Sistema Elétrico Nacional (SEN).

Também é necessário definir os parâmetros de ordem técnica referentes à continuidade do serviço e de QEE, e ainda definir os parâmetros de essência comercial, referentes à comunicação com o cliente e serviços prestados ao mesmo [10].

Desta forma, para além da norma NP EN 50160 e do RQS, existem ainda outras normas complementares, como por exemplo a IEC 61000, que está dividida em seis partes, de modo a que em cada divisão, sejam abordados assuntos distintos inerentes à QEE [10].

2.3 Conceito de Qualidade Energia Elétrica

O conceito de QEE não é consensual do ponto de vista dos intervenientes. No entanto, é possível definir-se como sendo a energia fornecida por um sistema elétrico com qualidade, que garante o normal funcionamento das cargas elétricas .

Já na perspetiva de distribuição de energia, a QEE está associada à qualidade e continuidade de serviço, onde:

- A continuidade de serviço está relacionada com a fiabilidade do fornecimento de energia elétrica, através do número e duração das interrupções;
- A qualidade da onda de tensão está relacionada com os seus valores de frequência, amplitude tensão e corrente, distorção harmónica, e desequilíbrios do sistema trifásico [9].

Um sistema trifásico é caracterizado por apresentar três tensões sinusoidais desfasadas entre si de 120 °, e com amplitude e frequência constantes, onde um desvio destas características é um potencial problema para um sistema elétrico de energia [11].

2.4 Principais Problemas de QEE

2.4.1 Continuidade de serviço

A interrupção do fornecimento de energia elétrica é de certa forma a situação que maiores problemas levanta para a QEE, uma vez que afeta todos os equipamentos ligados à rede elétrica, excetuando aqueles que se encontram alimentados por sistemas de alimentação ininterrupta, (*Uninterruptable Power Supplies (UPS's)*), e/ou ainda por geradores de emergência. Esta situação é caracterizada no ponto de entrega ao cliente. Desta forma, podemos classificar as interrupções como:

- Interrupções previstas: situação em que os clientes são avisados com antecedência da ocorrência da mesma para, por exemplo, a realização de trabalhos de manutenção;
- Interrupção acidental: situação de ocorrência de acidentes externos ao operador, como por exemplo anomalias no sistema físico ou interferências na rede [11]. Dentro das interrupções acidentais, estas podem ainda ser classificadas como:
 - Longa - para situações de defeito permanente, com duração superior a três minutos;
 - Breve - situação de defeito temporário, com uma duração inferior a três minutos.

O fenómeno de interrupção da continuidade de serviço surge descrito na Figura 2.1, onde é apresentado um exemplo de uma interrupção com a duração de 300 ms, sendo assim esta interrupção classificada como breve.

Este tipo de problemas tem como principais causas a degradação dos materiais isolantes, avarias de equipamentos, contato de árvores, animais como condutores elétricos, acidentes rodoviários e ainda condições atmosféricas adversas [12].

Deste modo, se não forem tomadas as devidas medidas de mitigação, pode deter interrupções no funcionamento dos equipamentos, resultando estas em prejuízos para a economia.

Alguns princípios de mitigação para o problema referido podem passar por otimizar as configurações de exploração das redes, aumento da potência instalada, ampliação da rede de transporte, aumento das ações de manutenção preventiva e ainda uma aposta em novos materiais e tecnologias [13].

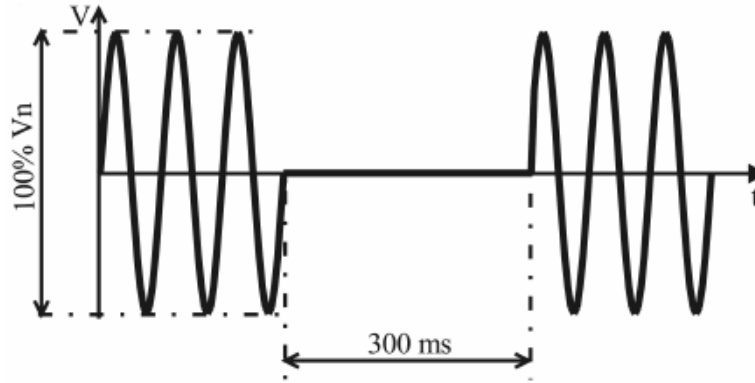


Figura 2.1- Breve interrupção [14].

Como indicadores da continuidade de serviço do SEN, que têm como base de classificação a duração das interrupções e ainda a sua frequência, são apresentados no RQS os seguintes [15]:

- Energia Não Fornecida (ENF) é a soma de valores estimados de energia não fornecida no ponto de entrega ao cliente, normalmente associada a interrupções de serviço de longa duração, em MWh.
- Tempo de Interrupção Equivalente (TIE) apresenta o tempo de interrupção resultante de interrupções longas, sendo obtido através do quociente entre a ENF, num período de tempo (T) e a potência média do diagrama de carga para o mesmo período de tempo, calculada a partir da energia total fornecida (ETF) e ENF para o mesmo período, em minutos.

$$TIE = \frac{ENF}{\frac{ENF + ETF}{T}} \quad (2.1)$$

- Frequência média de interrupções longas do sistema (SAIFI RT) descreve o número médio de interrupções longas verificadas nos pontos de entrega, onde este indicador é conseguido através do quociente do somatório de todas as interrupções no ponto de entrega ao cliente (IPEC), para um determinado período T, com a totalidade de pontos de entrega (NTPE).

$$SAIFI_RT = \frac{\sum IPEC}{NTPE} \quad (2.2)$$

- Duração média das interrupções longas do sistema (SAIDI RT) reproduz a duração média das interrupções longas verificadas nos pontos de entrega ao

cliente, sendo obtido através do quociente da soma das interrupções nos pontos de entrega aos clientes (DIPEC), pelo NTPE nesse mesmo período, em minutos.

$$SAIDI_{-RT} = \frac{\sum DIPEC}{NTPE} \quad (2.3)$$

- Tempo médio de reposição de serviço do sistema (SARI RT), representa o tempo médio de reposição de serviço num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil), em minutos, sendo o quociente do somatório da Duração das Interrupções longas (DI) em i no ponto de entrega j , em minutos, com o número de interrupções longas no ponto de entrega (FI) em j , para o mesmo período considerado, sendo que k é a quantidade total de pontos de entrega, onde x é o número de interrupções no ponto de entrega j .

$$SARI_{-RT} = \frac{\sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^x DI_{ij}}{\sum_{j=1}^k FI_j} \quad (2.4)$$

- Frequência média de interrupções breves do sistema (MAIFI RT) ostenta o número médio de interrupções breves verificadas nos pontos de entrega ao cliente, resultando do quociente entre o número total de interrupções breves nos pontos de entrega (NTIBPE) e o NTPE, para o mesmo período T.

$$MAIFI_{-RT} = \frac{\sum NTIBPE}{NTPE} \quad (2.5)$$

2.4.2 Cava de Tensão

As cavas de tensão (*voltage sag*) são caracterizadas por dois critérios. No primeiro critério a cava de tensão surge quando para um determinado ponto da rede, o valor eficaz da tensão cai de uma forma súbita para valores entre os 90 % e 1 % da tensão declarada (V_D) e termina quando a tensão atinge valores superiores a 90 % da V_D , como é descrito na Figura 2.2.

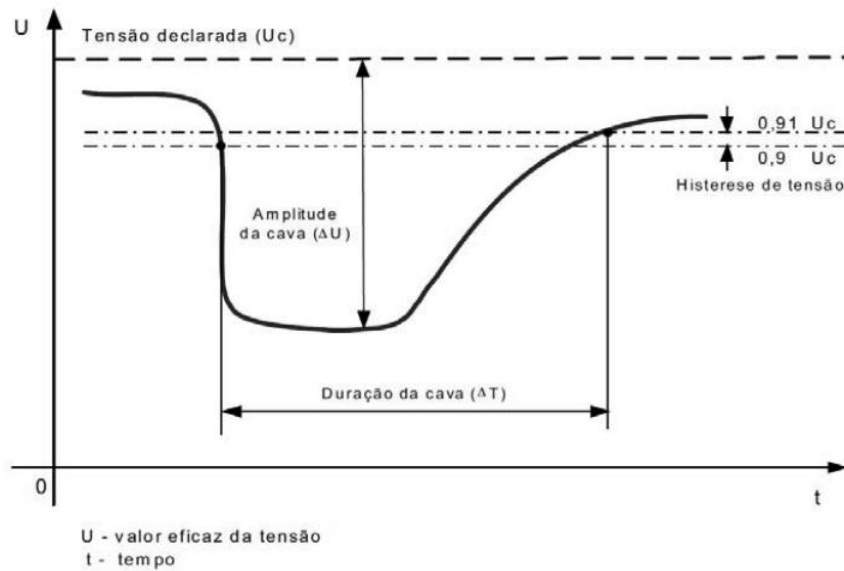


Figura 2.2: Cava de tensão primeiro critério [15].

Para o segundo critério, uma cava de tensão acontece quando para um determinado ponto da rede, o valor eficaz da tensão cai de uma forma repentina para valores compreendidos entre os 90 % e 1 % da tensão de referência de deslizamento (V_{RD}), onde este valor de tensão é o verificado no instante antes de ocorrer a cava de tensão, a cava termina quando atinge valores acima dos 90 % da V_{RD} , como é descrito na Figura 2.3.

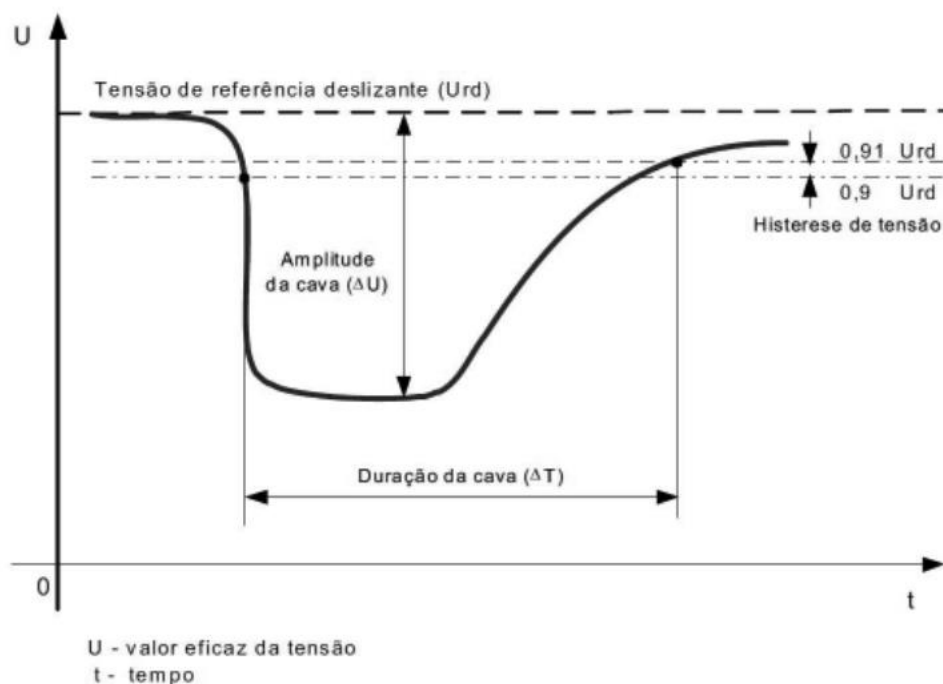


Figura 2.3: Cava de tensão para o segundo critério [15].

São ainda caracterizadas por uma duração compreendida entre os 10 milissegundos e 1 minuto, de acordo com a norma NP EN 50160.

A amplitude de uma cava de tensão é definida como sendo a diferença entre o valor da V_{RD} com o valor eficaz da tensão durante a cava de tensão. Contudo, é ainda importante referir que variações inferiores a 10 % do valor de V_D ou V_{RD} não são consideradas cavas de tensão. Como exemplo de uma cava de tensão é o apresentado na Figura 2.4 [11, 15].

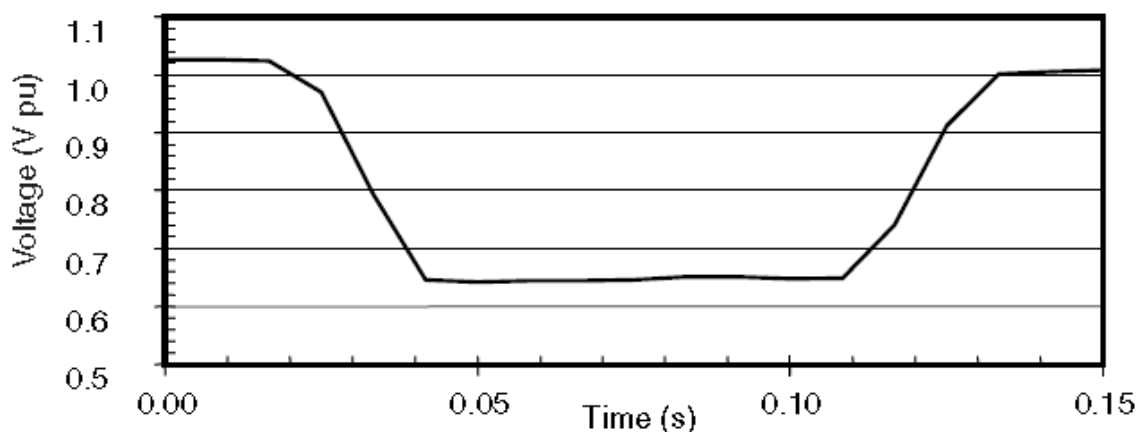


Figura 2.4- Cavas de Tensão [11].

A amplitude de uma cava de tensão está ainda diretamente relacionada com a impedância da rede no ponto onde a mesma é sentida e o ponto onde esta foi provocada, pois quanto mais afastado estiver da causa, menor será a amplitude desta. Já no que se refere à duração, está estritamente relacionada com o tempo que as proteções demoram para atuar na rede de MT [11].

Existem múltiplas causas que provocam cavas de tensão, estando relacionadas com imperfeições no isolamento dos sistemas de transporte e distribuição, bem como nas instalações dos próprios clientes, podendo ainda ter como origens o ligar das máquinas elétricas com enormes potências, a magnetização de um grande transformador, defeitos nas cablagens e ainda avarias nos RT (menos frequente).

As consequências das cavas de tensão nos equipamentos ligados à rede dependem do tipo de tecnologia que utilizam.

Um grupo de equipamentos muito sensível é constituído pelos equipamentos abrangidos pelas curvas CBEMA (*Computer and Business Equipment Manufacturers Association*) e ITIC (*Information Technology Industry Council*) [11]. Contudo, os equipamentos como as lâmpadas de descarga, motores de indução síncronos e assíncronos também são afetados, sendo no último caso, devido à relação existente entre o binário e o valor da tensão (no caso do motor síncrono o binário é proporcional ao valor da tensão) [11].

Como os principais motivos que provocam as cavas de tensão acontecem sobre as redes de transporte, as ações de mitigação devem recair sobre as mesmas. Assim, como medidas de mitigação a aplicar para tentar reduzir as cavas de tensão temos o aumento da potência de curto-circuito, o isolamento de clientes sensíveis (exemplo maquinas CNC). Ao nível dos consumidores a medida a tomar é a aquisição de equipamentos com níveis de imunidade superiores aos apresentados [11].

2.4.3 Sobretensões

As sobretensões (*Voltage Swell*) são caracterizadas por um aumento significativo no valor da tensão nominal, com durações que variam entre os microssegundos e um minuto, podendo atingir valores de pico da grandeza dos kV, em relação ao valor nominal [11, 16]. Este tipo de acontecimento pode ser classificado como sobretensões com diferentes níveis de frequência:

- Baixa Frequência, quando ocorrem com a mesma frequência que o sistema elétrico (50 Hz);
- Alta Frequência, quando ocorrem com frequências muito superiores à do sistema elétrico (MHz) [13].

Como nas cavas de tensão para a caraterização das sobretensões são utilizados dois critérios, o primeiro refere que uma sobretensão acontece quando num ponto da rede o valor eficaz da tensão aumentada de uma forma súbita para um valor superior em 10 % do valor da V_D , e finda quando este assume valores inferiores a 110 % da V_D .

Para o segundo critério é referido que uma sobretensão surge quando num ponto da rede o valor eficaz da tensão aumenta em 10 % em relação ao valor da V_{RD} , e termina quando este atinge valores inferiores a 110 % de V_{RD} .

Um exemplo de uma sobretensão é o apresentado na Figura 2.5, onde é possível verificar um aumento do valor eficaz da tensão superior a 10 % em relação a V_D .

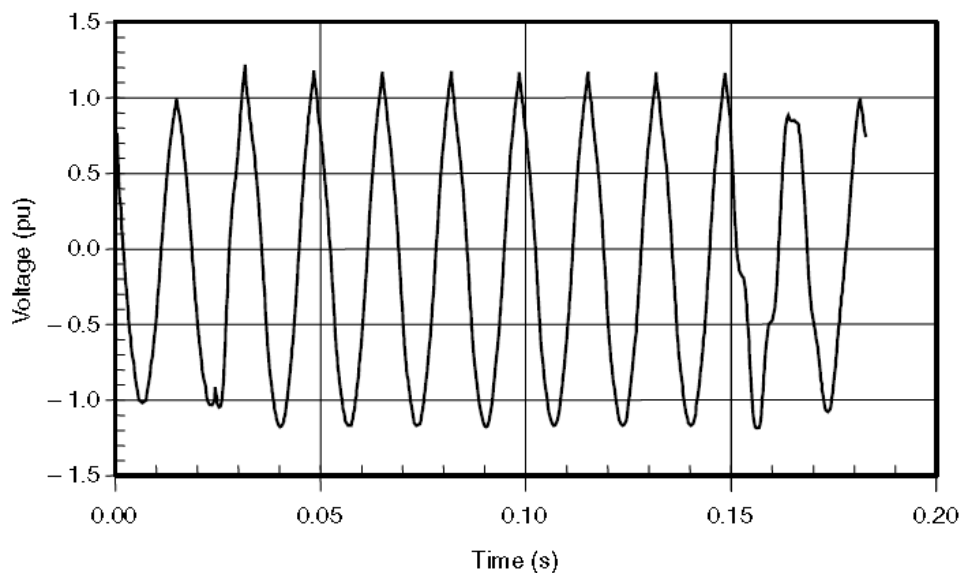


Figura 2.5- Sobretensões [11].

Existem múltiplas causas para a ocorrência de sobretensões, contudo as principais são descargas atmosféricas e electrostáticas, manobras de comutação de BC e defeitos de isolamento.

Os efeitos das sobretensões sobre os equipamentos são vários, podendo ir desde perturbação do funcionamento do equipamento até à destruição deste. Assim, basicamente, as sobretensões podem afetar os equipamentos em dois níveis:

- Circuitos de comando e controlo;
- Circuito de alimentação.

Como medidas de suavização para este fenómeno tem-se a instalação de cabos guarda, e ainda descarregadores de sobretensões para as linhas de Alta Tensão (AT) [11, 13].

2.4.4 Tremulação (“flicker”)

O conceito de *flicker* é definido pelo CENELEC, como sendo a “*sensação de instabilidade visual provocada por um estímulo luminoso, cuja luminância flutua no tempo*”. Assim, o fenómeno de *flicker* pode ser descrito como sendo variações cíclicas no valor da tensão em aproximadamente 10 % em relação ao seu valor nominal, como é expresso pela Figura 2.6.

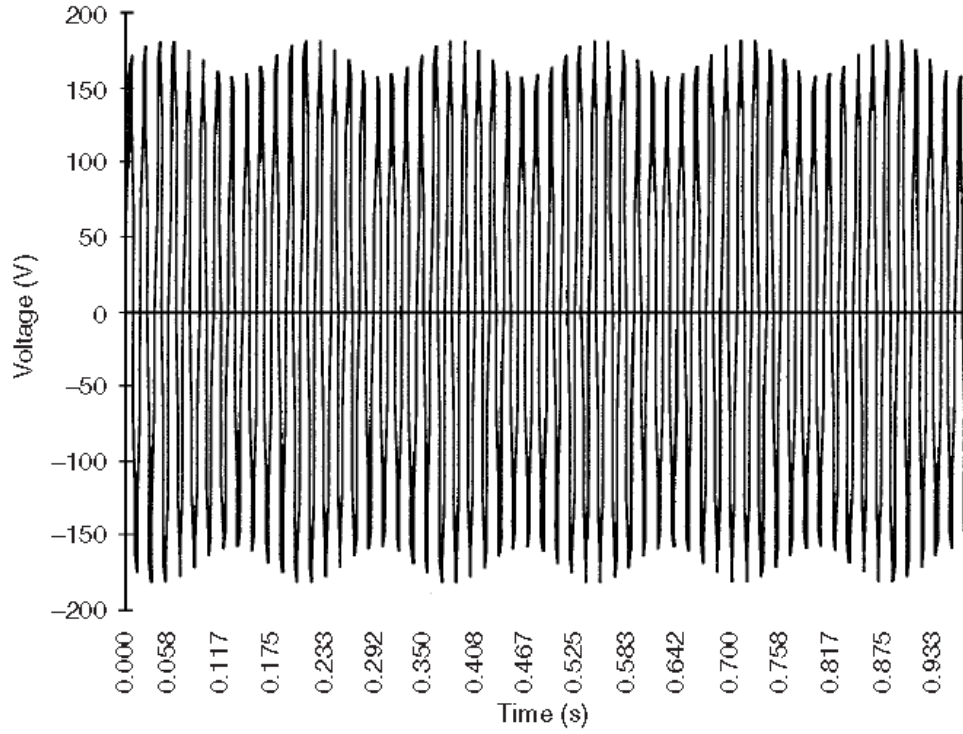


Figura 2.6- Exemplo forma de onda do fenômeno *flicker* [11].

Este fenômeno consegue interferir com a QEE acontecendo, por exemplo, devido às variações intermitentes de certas cargas, causando flutuações no valor das tensões nominais. No entanto, a determinação deste parâmetro nem sempre é acessível.

Um método que reúne consenso na comunidade científica é o desenvolvido pela *International Union for Electricity Applications* (IUEA).

Para a quantificação do *flicker* são indispensáveis dois parâmetros [11]:

- P_{ST} , *Short-Term flicker indicator*;
- P_{LT} , *Long-Term flicker indicator*.

O parâmetro P_{ST} é obtido através da equação (2.6) [11]:

$$P_{ST} = \sqrt{0,0314P_{0,1} + 0,0525P_{1s} + 0,0657P_{3s} + 0,28P_{10s} + 0,08P_{50s}} \quad (2.6)$$

em que, $P_{0,1}, P_{1s}, P_{3s}, P_{10s}, P_{50s}$, são os níveis de *flicker* que são excedidos em 0,1, 1, 3, 10, 50 por cento do tempo, dos dez minutos de observação.

O parâmetro P_{LT} é, obtido através da equação (2.7) [11]:

$$P_{LT} = \sqrt[3]{\frac{\sum_{i=1}^N P_{STi}^3}{N}} \quad (2.7)$$

O parâmetro P_{ST} mede a severidade da tremulação de curta duração para um período de dez minutos, enquanto o parâmetro P_{LT} mede a severidade da tremulação para um período de uma semana, onde $P_{LT} < 1$ durante 95 % do tempo de medição [15].

Este tipo de problema para a QEE tem normalmente origem em cargas de elevada potência com regimes de funcionamento instáveis [17].

As principais medidas a tomar para o controlo do *flicker* são o aumento da potência de curto-circuito das redes onde estão localizadas as cargas responsáveis pela perturbação ou a diminuição do fluxo de energia reativa [11].

2.4.5 Desequilíbrios das Tensões

O sistema trifásico é caracterizado por apresentar três sinusóides com amplitudes análogas e desfasadas entre si de 120 °. Nos momentos em que este sistema apresenta amplitudes divergentes ou que o desfasamento entre as tensões seja diferente de 120 °, considera-se que, o mesmo se encontra em desequilíbrio de tensões (*Voltage Imbalance*), como é apresentado na Figura 2.7 [11].

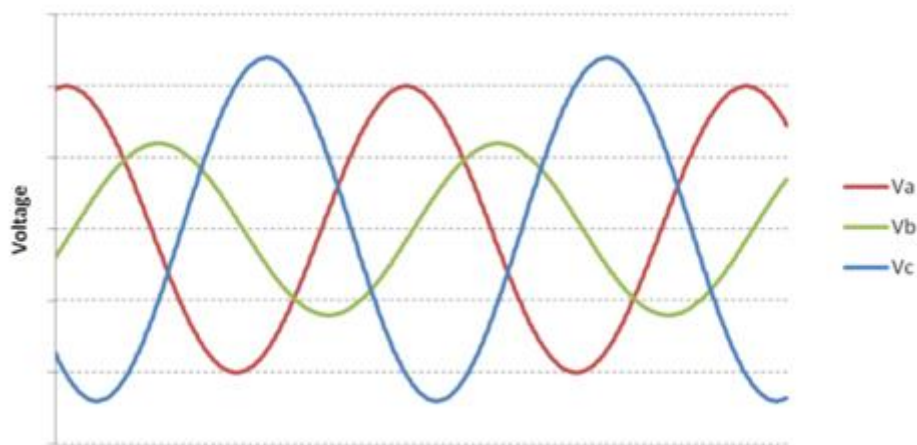


Figura 2.7- Desequilíbrio de tensões [18].

Este tipo de problema em redes de transporte e distribuição de grandes dimensões não comporta um problema para o vulgar funcionamento dos equipamentos, uma vez que o seu impacto nas redes é reduzido.

O desequilíbrio de tensões num sistema trifásico é quantificado pela razão entre a componente inversa e a componente direta do sistema, atendendo a que um sistema de tensões desequilibrado pode ser decomposto em três sistemas, dois simétricos, o direto e o inverso e ainda um homopolar, caracterizado pelas três fases, de igual amplitude, estarem em fase [12].

Das diversas causas que podem existir para a ocorrência de desequilíbrio de tensões a primordial é a distribuição das cargas pelas três fases de uma forma desequilibrada, isto é, uma das fases, por exemplo, estar sobrecarregada em relação às outras duas, o que gera correntes desequilibradas resultando em quedas de tensões desequilibradas, isto acontece sobretudo nas redes de BT.

As cargas mais afetadas por este problema de QEE são os motores de indução e transformadores, podendo ser seguidas várias soluções para o enfraquecimento do problema, como por exemplo o aumento da potência de curto-circuito, a redistribuição das cargas de uma forma equilibrada, e ainda transformadores com ligações especiais [12].

2.4.6 Distorção harmónica

O fenómeno de distorção harmónica é maioritariamente causado pela presença de cargas não lineares nas instalações, este fenómeno pode ser descrito de uma forma visual através da Figura 2.8. Este tipo de carga é caracterizado por utilizar um circuito retificador à sua entrada, seguido de um conversor comutado, que possui uma corrente de entrada altamente distorcida. A queda de tensão na impedância das linhas irá levar a que surjam tensões altamente distorcidas [7, 11].

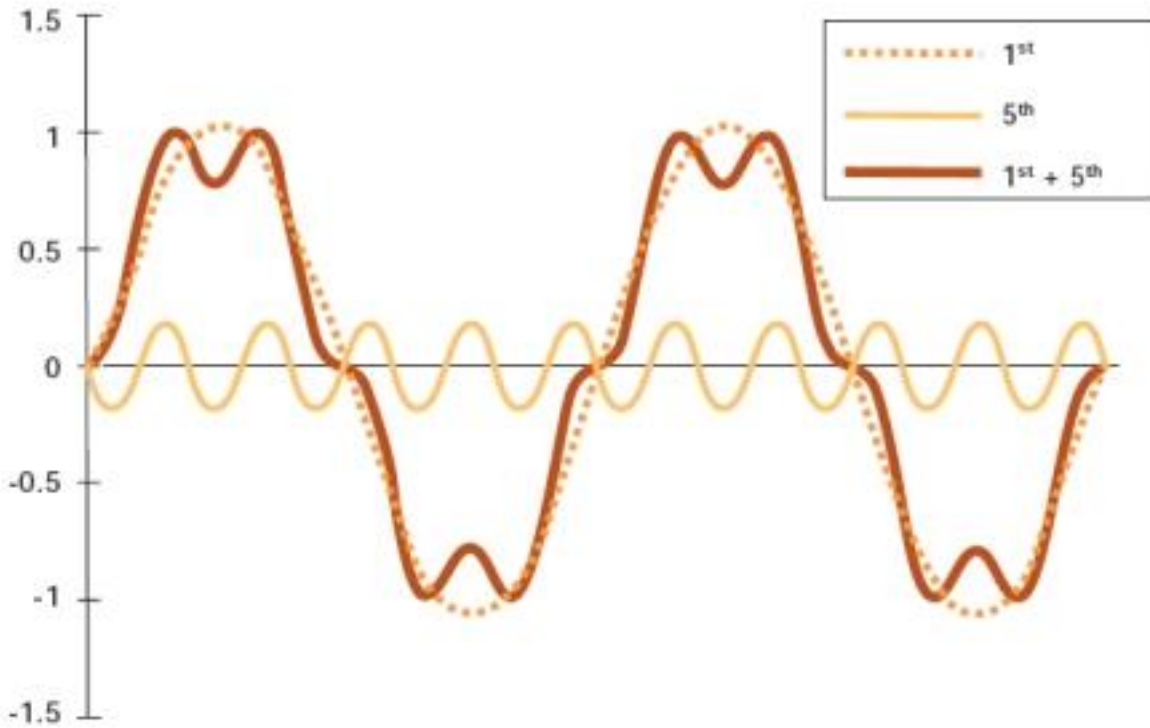


Figura 2.8- Distorção Harmônica [19].

Todavia, para além do problema de distorção da forma de onda da tensão de alimentação da rede, a presença de harmónicos leva ao aparecimento de outros problemas, tais como:

- Sobreensões e sobreintensidades nos bancos de condensadores;
- Perdas Joule (P_J) e perdas por efeito pelicular adicionais nos condutores;
- Presença de corrente no condutor neutro, caso exista, ou deslocamento da tensão no ponto neutro;
- Aumento do ruído, das perdas e, vibração nos transformadores de potência;
- Erros de medida (redução da precisão nos equipamentos de medida).

Deste modo, para que seja possível a quantificação do conteúdo harmónico nas redes, foi desenvolvido o conceito de *Total Harmonic Distortion (THD)*, que corresponde ao quociente entre o valor eficaz das componentes harmónicas e o valor eficaz total do sinal, como é apresentado na equação (2.8) [11] .

$$THD(\%) = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} S_{n(RMS)}^2}}{S_{RMS}} \times 100 \quad (2.8)$$

O valor de *THD* pode variar de 0 até 100 %, e não deve exceder 8% durante 95% da semana [6].

A forma de minimizar a distorção harmónica é a utilização de filtros, ativos ou passivos.

2.5 Elementos passivos para melhoria da qualidade de serviço

Os progressos nas áreas da eletrónica, da eletrotecnia e da eletrónica de potência verificado nas últimas décadas, possibilitaram a proliferação de cargas não lineares, consequentemente é verificada a massificação da produção desta tecnologia, resultando na redução de preços da mesma.

Atualmente a maioria das cargas apresentam um comportamento não linear, com a consequente introdução de harmónicos, afetando a qualidade de serviço.

2.5.1 Filtros

Nas décadas anteriores, para a mitigação dos problemas dos harmónicos, a ferramenta utilizada para a resolução deste problema consistia na instalação de filtros passivos. Contudo, esta era uma solução que apresentava algumas desvantagens[20] [21], como por exemplo o grande volume dos componentes utilizados, a dependência direta da impedância da fonte e, a suscetibilidade a ressonâncias.

Normalmente o recurso a filtros passivos obriga ao seu sobredimensionamento, sendo que o seu dimensionamento deve ser coordenado com as necessidades de potência reativa, sendo este um processo complexo e de resolução iterativa.

Tipicamente, os filtros passivos são constituídos por elementos capacitivos e indutivos (visível na Figura 2.9) derivados na rede elétrica em pontos cruciais [22].

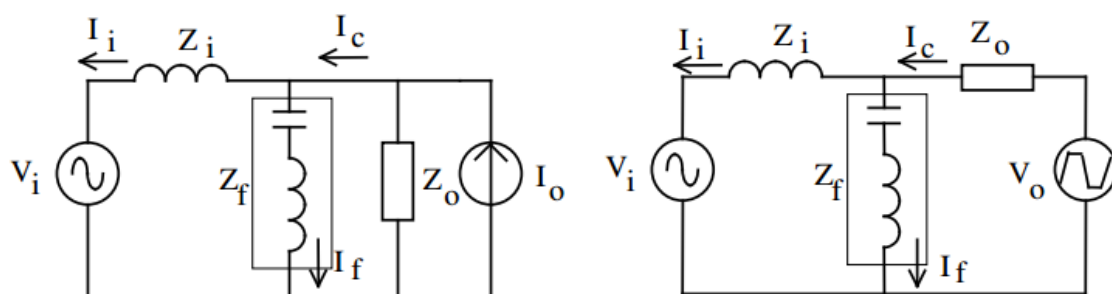


Figura 2.9: Filtro passivo para fontes de corrente ou de tensão [23].

Deste modo, para ultrapassar as desvantagens apresentadas, foram realizados esforços nesta área de investigação com o objetivo de desenvolver filtros ativos.

Os filtros ativos são equipamentos eletrônicos, capazes de atenuar de forma dinâmica e com um elevado grau de eficácia, correntes e tensões harmônicas, elevar o fator de potência, efetuar equilíbrio das correntes e tensões e atenuar os problemas das cavas de tensão e das sobretensões. Esta tecnologia surgiu recentemente, baseia-se em componentes eletrônicos de potência.

Os princípios básicos desta tecnologia surgiram na década de 70, contudo esta só começou a ser popular dentro da comunidade científica já na década de 80 [22]. Assim, esta é uma tecnologia que ainda se encontra pouco massificada, apresentando algumas limitações quer ao nível técnico, como por exemplo a potência (potência na ordem dos kVA), quer ao nível económico, ainda com um preço muito elevado. [22].

Os filtros ativos podem ser do tipo série ou paralelo como é sugerido na Figura 2.10. Os filtros ativos do tipo paralelo não altera a corrente da carga, sendo aplicados normalmente nas instalações do consumidor, com intuito de compensar os harmónicos da corrente, o fator de potência e o desequilíbrio das correntes nas fases. Existem diferentes topologias, como por exemplo a topologia a três fios e a topologia a quatro fios [21]. Para esta última, além das características apresentadas, é possível eliminar a corrente do neutro a montante da instalação [24].

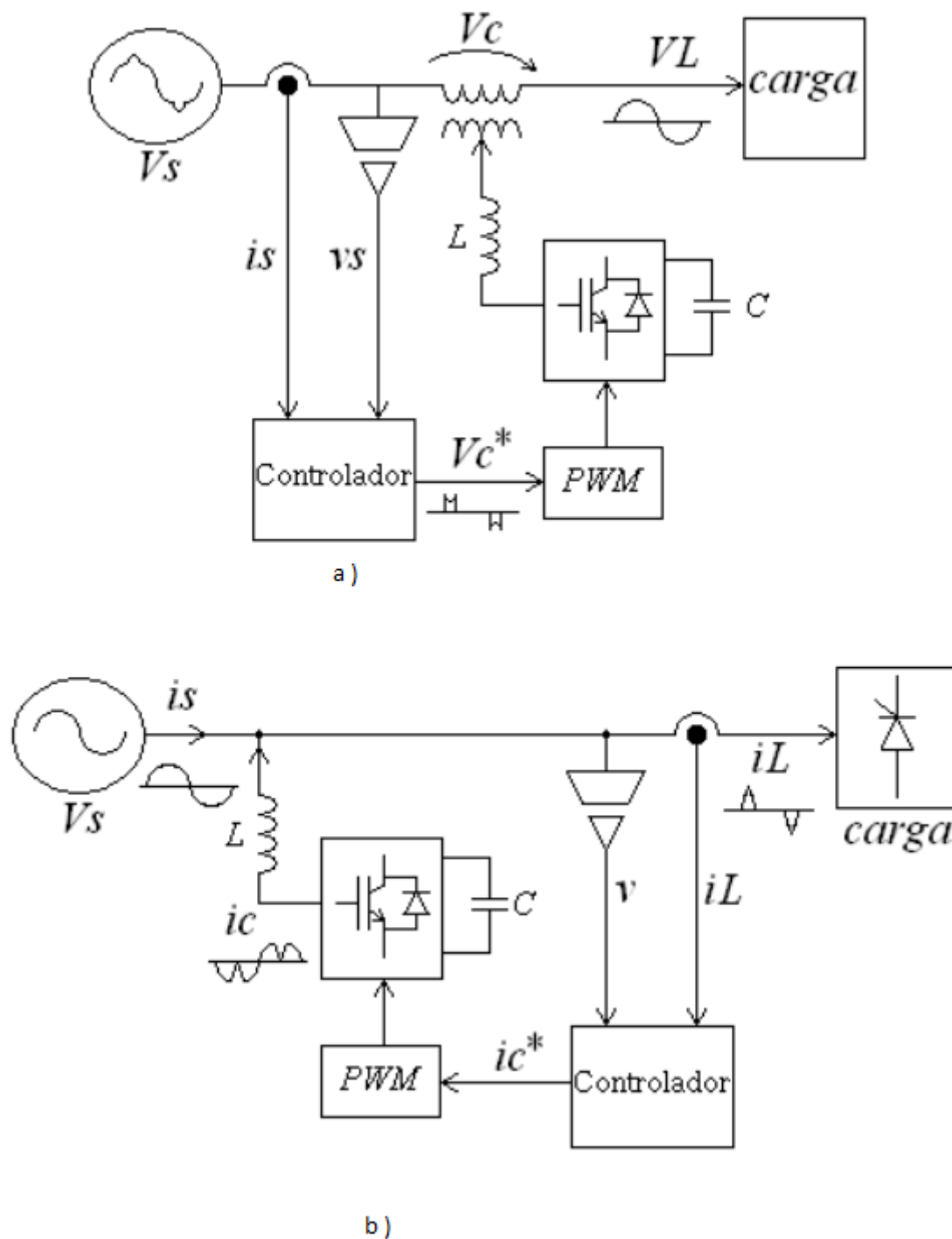


Figura 2.10: Esquema de um filtro ativo série (a) e esquema de um filtro ativo paralelo (b) [25].

Este equipamento assemelha-se a uma fonte de corrente controlada, pois fornece à rede elétrica, a potência reativa e os harmónicos da corrente consumida pela carga, compensando os desequilíbrios das correntes nas fases.

É de referir que este é um equipamento que deve ser instalado o mais próximo possível da carga “poluente”, de modo a restringir o problema, pois a jusante da instalação do filtro ativo o problema irá continuar a existir, sendo o problema atenuado a montante da instalação.

Os filtros ativos série são restauradores de tensão e a sua principal função é eliminar distorções na tensão do sistema elétrico. Este é essencialmente uma fonte de tensão controlada, ligada em série com a tensão da rede elétrica [24].

Este tipo de filtro permite compensar os harmónicos da tensão, cavas de tensão, sobretensões e desequilíbrio de tensões nas fases, sendo instalado no início da instalação para melhorar a qualidade da tensão. É importante referir que este tipo de filtro não apresenta elementos armazenadores de energia, de tal forma que a sua instalação surge normalmente associada a um filtro passivo paralelo, levando a que desta forma o desempenho do filtro ativo melhore. O objetivo também é reduzir/eliminar os problemas de ressonância inerentes à utilização de filtros passivos.

Uma solução que hoje esta a ser estudada é o Condicionador Unificado de Qualidade de Energia (UPQC) [20], sendo um equipamento que resulta da operação combinada de filtros ativos série e paralelo, como é apresentado na Figura 2.11, recolhendo deste modo as vantagens de ambos os filtros, resultando num aumento do seu campo de ação no que se refere à resolução de problemas de QEE [24]. De salientar que, a análise da influência deste tipo de elementos na rede elétrica, aqui introduzido brevemente, não constitui um objetivo do trabalho em questão.

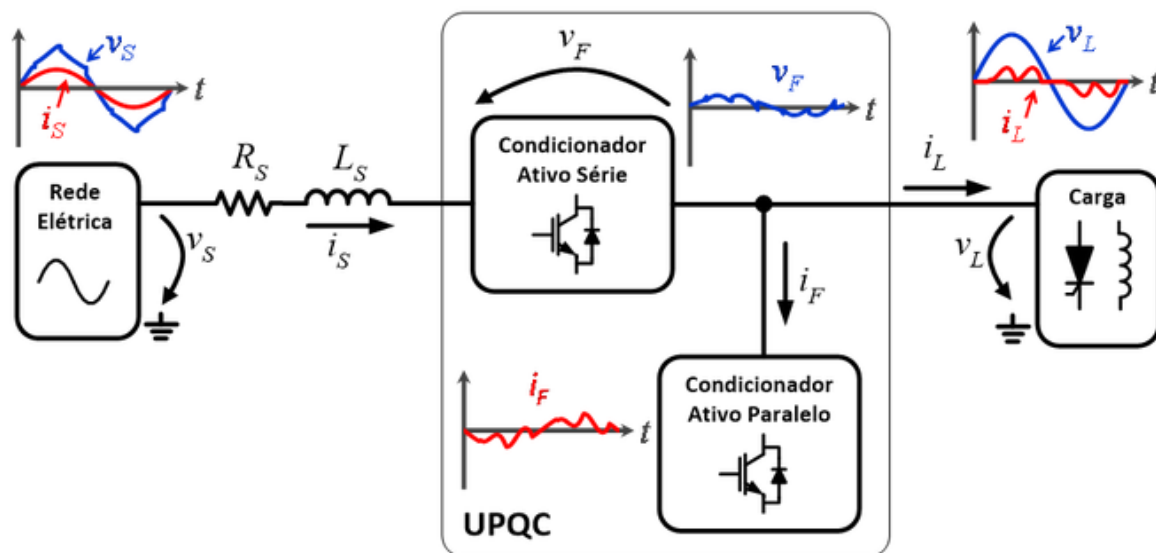


Figura 2.11: Esquema de condicionador unificado de qualidade de energia [26].

2.5.2 Baterias de condensadores

A grande maioria dos equipamentos elétricos, para além do consumo de energia ativa, necessita também de energia reativa (cargas indutivas) [27]. Enquanto a energia ativa esta associada à produção de trabalho, a energia reativa é necessária para alimentar os circuitos magnéticos de

certos equipamentos, como por exemplo os motores, os transformadores, etc. Atendendo que a energia reativa não produz trabalho e que o trânsito de energia reativa é responsável pela circulação de correntes adicionais na rede elétrica, a sua circulação apresenta inconvenientes quer para o distribuidor (refletida num aumento das perdas nas linhas de distribuição de energia, entre outros) quer para o consumidor, representando um acréscimo na sua fatura energética [28].

Se a energia reativa necessária às cargas não for produzida no local de consumo, terá que ser fornecida pela rede de distribuição de energia, provocando penalizações, mediante a legislação em vigor, obrigando ao pagamento de taxas pelo cliente [28]. Para além deste inconveniente existem também o aumento das perdas, diminuição da capacidade de fornecimento de energia ativa e ainda sobrecarga da rede [29].

Esta situação é facilmente contornada, com um método simples, económico e eficaz, através da instalação de baterias de condensadores [30], um exemplo de um banco de condensadores é o presente Figura 2.12.



Figura 2.12: Banco de condensadores [31].

Com estes dispositivos, é possível reduzir a energia reativa consumida pela instalação e, consequentemente melhorar o fator de potência.

Estes sistemas de compensação de energia reativa são normalmente constituídos por associações de baterias de condensadores, estando organizadas por escalões. Contudo, a instalação de baterias de condensadores apresenta inconvenientes, como por exemplo na entrada em serviço de um novo escalão é provoca uma distorção transitória na onda de tensão,

apresentando como perigo ao seu funcionamento o aparecimento de um circuito ressonante, devido às capacidades das baterias de condensadores e indutâncias da rede, podendo assim levar à sua deterioração [32].

A sua simplicidade e o elevado rendimento, leva a que seja o método mais utilizado para a compensação do fator de potência [30], apresentando ainda mais vantagens à sua instalação, como por exemplo a redução das perdas nas linhas, o aumento da capacidade de fornecimento de energia ativa, a redução da fatura energética e, a melhoria dos perfis de tensão da rede.

Este elemento passivo que providencia melhorias na QEE irá ser analisado no decorrer do presente trabalho, de modo a verificar-se qual a sua influência nas perdas das linhas e nos perfis de tensão.

2.5.3 Reguladores de tensão

O uso de RT nos sistemas de distribuição de energia elétrica teve início na década de 40, com a Siemens a criar o seu primeiro regulador de tensão. A sua proliferação deu-se sobretudo em países desenvolvidos como os Estados Unidos da América, devido à sua grande área territorial, com os grandes centros de produção afastados dos centros de consumo, e aliado à introdução na rede de distribuição de cargas sensíveis a oscilações da tensão [33]. Por este motivo, nos dias de hoje este equipamento encontra-se instalado em vários pontos das redes elétricas, facultando assim uma regulação da tensão adequada e conferindo qualidade ao fornecimento de energia elétrica, um esquema possível para um RT é o apresentado na Figura 2.13.

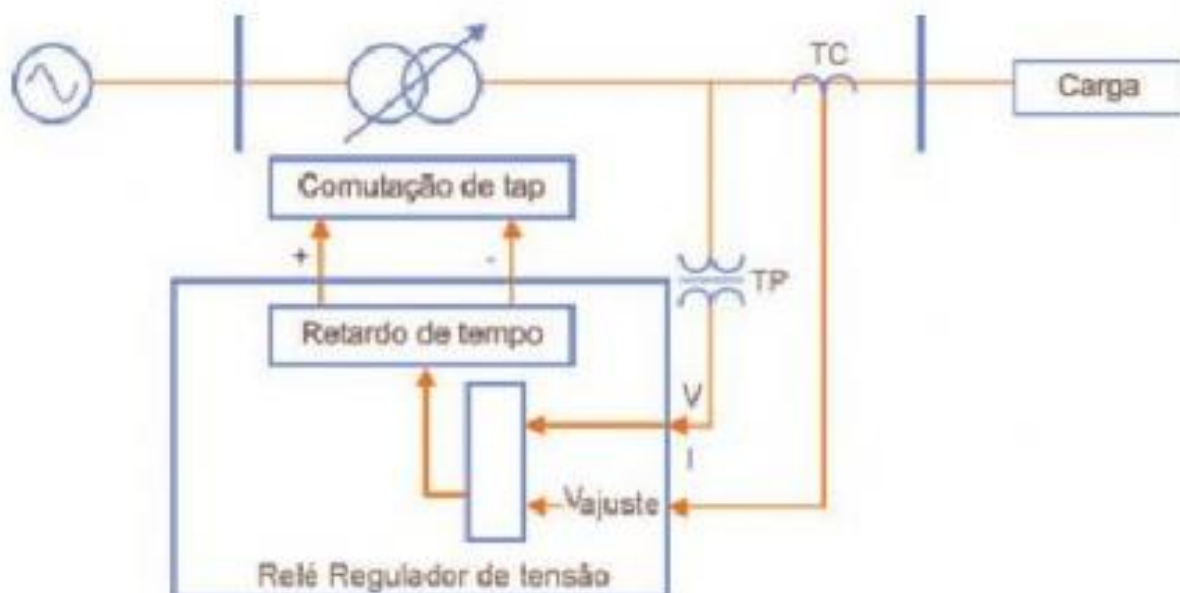


Figura 2.13: Esquema de um regulador de tensão [34].

Assim, e atestando os efeitos positivos da inclusão nas redes de distribuição de energia elétrica deste equipamento, esta tecnologia encontra-se massificada por todo o mundo, sendo a sua instalação uma técnica recorrente para a melhoria dos níveis de qualidade de serviço.

Este tipo de equipamento é frequentemente encontrado em redes de distribuição de MT frequentemente em conjunto com BC [35], sendo que este último só permite realizar uma correção ao valor da tensão.

Como já foi referido, um dos motivos que levou à implementação deste equipamento foi a necessidade de fornecer energia elétrica a locais muito distantes do centro de produção, que sem a utilização deste equipamento não era possível, pois a transmissão de energia elétrica encontra-se limitada pela queda de tensão e pela corrente máxima admissível nas linhas. Com a instalação de RT o problema das quedas de tensão pode ser ultrapassado, e o controlo destes pode ser realizado através de relés de controlo automático de tensão.

Os RT são autotransformadores que podem ser elevadores/abaixadores com um comutador de tensão sob carga [36].

Estudos realizados apresentam outras tecnologias com base em eletrónica de potência, colocando assim de parte os reguladores com comutadores eletromecânicos com tomadas, sendo estes os utilizados atualmente, e permitem uma variação de ± 16 tomadas e a posição neutro, permitindo uma regulação da tensão nas linhas de distribuição da energia elétrica de ± 10 %, com um intervalo mínimo de 0,625 % da tensão nominal [37, 38].

Existem RT monofásicos e trifásicos, e onde a solução encontrada para a sua instalação pode ser um RT monofásico por fase, ou podemos optar logo por RT trifásico.

2.6 Geração Distribuída e a Qualidade Energia Elétrica

O crescimento das necessidades de energia elétrica com elevado nível de qualidade e de diversificação das fontes de energia, bem como as novas restrições ambientais, têm vindo a incentivar o desenvolvimento de tecnologias de produção de energia descentralizada, baseada em fontes de energia renováveis.

Deste modo, com a nova realidade de produção descentralizada, (produção no local de consumo) torna-se necessária a realização de uma avaliação aos impactes nos sistemas de distribuição de energia, uma vez que o sistema elétrico está projetado para funcionar de um modo unidirecional, ou seja, produção centralizada em grandes centrais seguida de transporte através de linhas de transmissão até às linhas de distribuição para finalmente ser entregue aos

consumidores finais. Com a introdução da produção descentralizada, torna-se imprescindível a adaptação das linhas de distribuição para um fluxo de energia bidirecional, sendo que, por falta de capacidade das linhas à nova realidade, surjam problemas de QEE com a introdução da Geração Distribuída (GD).

A geração distribuída pode apresentar impactes significativos nos fluxos de potência e no perfil de tensão, afetando a QEE fornecida ao consumidor final onde a GD se encontra conectada. Torna-se assim óbvio, que inicialmente deve ser tomado em consideração quais os impactes da GD sobre as redes de distribuição para que posteriormente se possa proceder à identificação desses impactes, de acordo com o tipo de fonte GD a que se encontram conectados.

Depois de avaliados os impactes sobre as redes de distribuição, é necessário considerar quais os requisitos mínimos necessários para se realizar a ligação da GD com a rede de distribuição de modo a que a QEE não seja afetada.

Assim, existem basicamente quatro tipos de problemas que estão relacionados com a GD:

- Interrupções controladas;
- Regulação da tensão;
- Harmónicos;
- Cavas de Tensão [11].

Desta maneira, quando se trata das interrupções controladas, está-se a referir situações onde a GD irá funcionar como apoio ao sistema convencional, onde se pretende obter níveis de qualidade superior. Contudo nem todas as fontes de GD são capazes de fornecer níveis de QEE superiores. Normalmente a fonte de GD mais utilizada nestes casos é o gerador a *diesel*, pois é o que exibe níveis de controlabilidade superiores.

Em algumas situações pode considerar-se que a GD é capaz de melhorar a regulação da tensão, no entanto continuam a verificar-se problemas a esse nível. Para os casos em que a GD se encontra muito distante da subestação, a questão da regulação da tensão apresenta restrições, já que é necessário adequar a “potência” da GD para que não seja necessária a alteração da rede de distribuição.

Desta forma, é necessário ter em conta que nem todas as fontes de GD têm capacidade de regulação de tensão, e ainda que, quem instala um sistema de GD não tem por objetivo o controlo da tensão, mas sim a produção de energia [11].

Outro aspeto a ter em conta na GD é a utilização de inversores, dado que estes são a "principal" causa para a distorção harmónica, onde o grau de severidade desta está dependente do tipo de tecnologia que o inversor utiliza e do tipo de ligação que é realizada entre a GD e a rede.

Contudo, é importante salientar que este tipo de problema nos dias de hoje está praticamente ultrapassado, devido aos avanços tecnológicos em termos de inversores .

Outro problema associado à GD é o das cavas de tensão. Este problema pode ocorrer ao ligar motores elétricos, em casos de curto-circuito ao ligar uma fonte de GD fora da velocidade de sincronismo. Estas ocorrências podem levar ao funcionamento incorreto das proteções da GD, podendo levar à interrupção do funcionamento destas fontes e de outros equipamentos ligados à rede [11].

Assim, quando se pretende realizar a ligação da GD à rede de distribuição é necessário realizar um estudo com o objetivo de avaliar quais os impactos que a introdução desta fonte irá ter sobre a rede e por consequência nos equipamentos adjacentes ligados à rede de distribuição.

2.7 Conclusão

A crescente preocupação com os níveis de QEE leva a que seja necessário um maior esclarecimento por parte de todos os intervenientes do sistema, de modo a apaziguar este tipo de problemas.

Antigamente, quando se falava em QEE era referente à continuidade do serviço, atualmente, com o novo panorama, para além da referência à continuidade é também mencionada a qualidade da onda.

Os problemas das perturbações no sistema elétricos afetam variados sectores da economia mundial, que podem resultar em prejuízos muito avultados. Com efeito, é do interesse de todos os intervenientes do sistema que o nível de perturbações seja reduzido ao máximo, contudo até os países mais desenvolvidos tecnologicamente não alcançam um nível de fiabilidade e qualidade de 100 %, no entanto quanto mais próximo estiver desse valor melhor é para todos.

Para moderar os impactos da QEE nos vários setores intervenientes do sistema elétrico, existem tecnologias que podem ser implementadas acarretando custos elevados, que se traduzem num aumento considerável nos níveis de QEE entregue aos clientes finais, sendo que, algumas destas se encontram previstas no RQS.

Posto isto, espera-se que a consciencialização dos intervenientes do sistema elétrico para a problemática da QEE possibilite atingir níveis de qualidade superiores, de modo a fomentar uma maior competitividade deste setor.

Capítulo 3

3 Influência de elementos passivos de regulação da tensão na qualidade de energia elétrica

3.1 Introdução

Com o objetivo de explorar a influência de elementos passivos, reguladores de tensão (RT) e baterias de condensadores (BC), na qualidade de energia elétrica de uma rede de distribuição em Média Tensão (MT), foi realizado um estudo para analisar a influência destes nos perfis de tensão da rede e nas perdas nas linhas.

Assim, foi analisada uma rede de teste, baseada na rede do *IEEE 34 Node* [39], tendo sido realizadas algumas alterações. Esta análise foi conduzida através da simulação de três cenários com sete casos de estudo, de modo a ser possível estudar várias situações.

Esta análise utilizou o *software* MATPOWER, pois este permite a resolução de problemas de trânsito de potência de uma rede em estudo, através dos seus diferentes métodos de cálculo, permitindo obter, entre outros, resultados sobre os perfis de tensão da rede e perdas nas linhas [40].

3.2 Descrição da Rede

A rede *IEEE 34 Node*, originária da rede em estudo, é uma rede radial, situada no estado do Arizona (EUA) [37], e apresenta uma grande variedade de componentes, passível de incorporação de Geração Distribuída (GD).

Esta rede de distribuição de energia opera na sua totalidade ao nível de MT, apresentando um nível de tensão de 24,9 kV, dois RT e dois bancos de BC.

Esta rede possui também uma subestação avaliada para uma potência de 2500 kVA, com um transformador 69 kV/24,9 kV, apresentando cargas trifásicas que podem ser fixas ou distribuídas ao longo da rede, podendo estas serem conectadas à rede de diferentes modos.

Estas características foram introduzidas no modelo como constantes [37, 38, 41] sendo que os restantes dados podem ser encontrados no IEEE PES *Distribution System Analysis Subcommittee's Distribution Test Feeder Working Group* [42]. De salientar ainda que os desequilíbrios nas cargas da rede original foram eliminados, considerando-se a rede no estudo simétrico e com cargas equilibradas.

Assim, e tendo por base esta rede radial, foi elaborada uma rede de estudo, apresentada na Figura 3.1, encontrando-se expostos os vários componentes da rede e os diferentes níveis de tensão MT e BT.

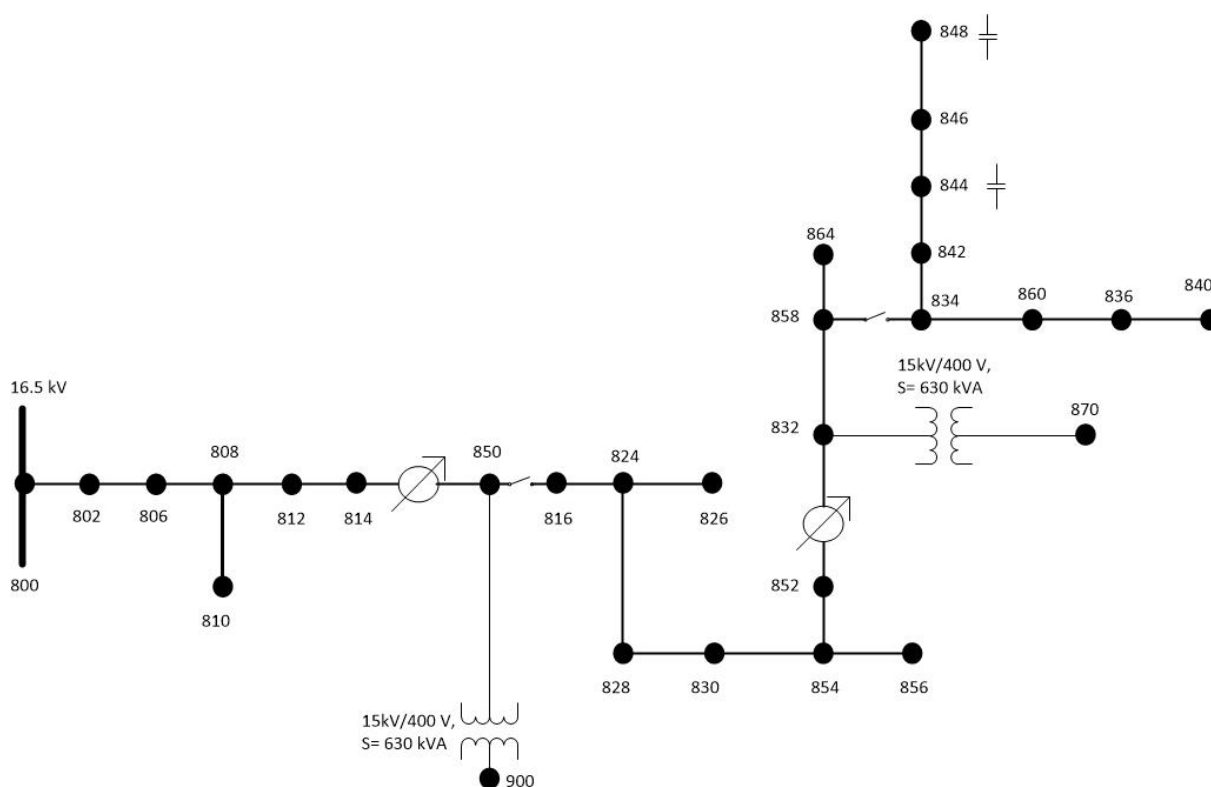


Figura 3.1- Rede em estudo.

A rede gerada é radial, constituída por vinte e sete barramentos em MT (15 kV) e por dois barramentos em BT (0,400 kV), contém dois transformadores avaliados para uma potência de 630 kVA (15 kV/ 0,400 kV) que fazem a ligação entre a parte de MT e de BT, sendo ainda introduzidos dois RT, BC e cargas fixas.

As especificações da rede serão apresentadas no Anexo A (Características da Rede).

Para análise dos perfis de tensão e das perdas nas linhas, foi considerada a parte da rede de MT (27 barramentos) e os barramentos 900 e 870 (BT), sendo que para os barramentos de BT se

utilizou o somatório das potências pedidas na parte de BT para cada um dos respectivos barramentos.

3.3 Caracterização dos casos de estudo

Com a finalidade de se compreender a influência das BC bem como dos RT nos perfis de tensão e perdas nas linhas, foram gerados três cenários.

O cenário 1 (Influência das baterias de condensadores) analisa o potencial das BC nos critérios de qualidade de energia em estudo, sem recurso aos RT.

Para o cenário 2 (Reguladores de tensão a 5 %), além da BC ativas temos os RT ativos, permitindo regular a tensão em 5 % relativamente ao seu valor nominal. Por fim, no cenário 3 (Reguladores de tensão a 10 %), além das BC ativas temos os RT ativos, regulando a tensão em 10 % relativamente ao seu valor nominal.

Assim, para cada um dos três cenários foram elaborados sete casos de estudo, onde cada um deles é descrito seguidamente:

- Caso Benchmark, Instaladas BC nos barramentos 848 e 844, com uma potência de 0,450 Mvar e 0,300 Mvar, respetivamente. Este é considerado o caso de estudo de referência (baterias já existentes na rede de origem);
- Caso 1, Não se verifica a existência de BC na rede;
- Caso 2, Instalada uma BC no barramento 848, com uma potência de 0,450 Mvar (bateria já existente na rede de origem);
- Caso 3, Instalada uma BC no barramento 844, com uma potência de 0,300 Mvar (bateria já existente na rede de origem);
- Caso 4, Sobrecompensação em 100 kvar da BC instalada no barramento 848, ou seja, com uma potência final de 0,550 Mvar;
- Caso 5, Sobrecompensação em 100 kvar das BC instaladas nos barramentos 848 e 844, onde a potência passa a ser de 0,550 e 0,400 Mvar, respetivamente;
- Caso 6, Rede *Benchmark* com BC nos barramentos 900 e 870, cuja potência é de 0,240 Mvar, cada (estas baterias foram dimensionadas para esta rede).

O Caso 6 pretende analisar o efeito da compensação total da energia reativa (Q_f) para os barramentos 900 e 870, onde se verifica um consumo local de energia reativa (Q_i) de 0,240 Mvar. Assim, foi necessário considerar a instalação de BC com uma potência de 0,240 Mvar. Como é possível constatar através da Figura 3.2, com a instalação das BC a

potência referida resultará na compensação total da energia reativa, de realçar que foi realizado o estudo para avaliar qual a compensação do fator de potência para as BC da rede de origem, sendo verificado que as BC existentes na rede de origem estão dimensionadas para a compensação total da energia reativa.

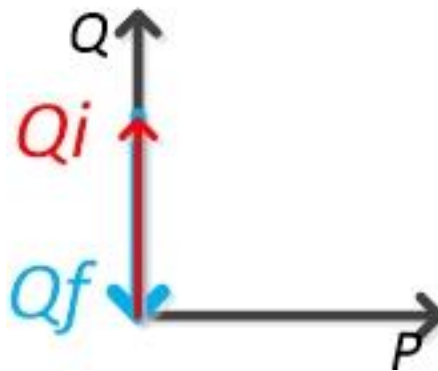


Figura 3.2- Compensação Total.

É ainda importante salientar que, para todos os cenários e casos de estudo em análise, são considerados os valores da resistência e da reactância dos transformadores e RT, conforme o Anexo A (Características da Rede).

Para análise dos três cenários em estudo, foi utilizado o *software* MATPOWER, um *plugin* do Matlab [43]. Este foi desenvolvido por um grupo de investigadores da PSERC (*Power Systems Engineering Research Center*), sendo utilizado sobretudo para a resolução de problemas com trânsito de potência, apresentando resultados rápidos e fiáveis.

Este *software* utiliza vários métodos de cálculo, como o método de *Gauss-Seidel*, *Newton-Raphson*, Método Rápido baseado no princípio do desacoplamento, *Fast-Decoupled Load Flow (FDLF)*, que pode assumir duas variantes XB e BX [40], em que a primeira ignora o valor da resistência durante o cálculo da matriz B' , e a segunda ignora o valor da resistência para o cálculo da matriz B'' , verificando-se tipicamente que esta versão apresenta um melhor desempenho que a versão XB [44].

Foram testados os vários métodos possíveis, tendo-se adotado o Método de *Newton-Raphson*, atendendo que, é o método com melhores resultados em termos de convergência, como seria expectável tendo em consideração as características da rede em análise, nomeadamente a configuração radial e as resistências não desprezáveis dos diferentes elementos.

Deste modo, e tendo em conta os parâmetros requeridos pelo MATPOWER, foi elaborado o código necessário para a rede em questão, definindo a potência de base, 10 MVA, os barramentos, o gerador, modelado por um barramento de potência suposta infinita, e as linhas,

sendo que as características dos barramentos, gerador e linhas são introduzidos na forma matricial.

No caso dos barramentos, as principais características necessárias a indicar são o tipo de barramento, as potências ativa e reativa consumidas, e ainda a susceptância associada às linhas. É ainda importante referir que o barramento 800 foi definido como sendo o barramento de compensação e referência. Deste modo foi definido que para os três cenários criados anteriormente o barramento 800 é aquele que contém o gerador conectado, representando assim a injeção de potência proveniente da rede externa à rede em análise, sendo necessário ainda definir qual o *set-point* da tensão em pu, sendo estabelecido como 1,1 pu.

O *set-point* anterior foi definido com o objetivo de compensar as quedas de tensão das linhas, de modo que os clientes que se encontram no final da linha não manifestem valores de tensão muito baixos, sendo esta uma prática comum em redes radiais de distribuição de energia.

Por fim, é necessário indicar quais as linhas que sustentam a rede de distribuição de energia, isto é, através dos seus parâmetros, nomeadamente a resistência, a reactância e a susceptância, associadas ao modelo em π adotado.

No caso dos transformadores e RT, estes são introduzidos com o mesmo formato de uma linha, mas sem susceptância. Quando se introduz um transformador ou RT é necessário indicar qual a razão de transformação (Rt) em estudo e indicar se as linhas estão abertas ou fechadas.

3.4 Análise de resultados

3.4.1 Influência das baterias de condensadores

Inicialmente foi estudada a influência das BC (Cenário 1), nos perfis de tensão, realizando-se assim uma análise aos perfis de tensão para os diferentes barramentos (27 barramentos MT e 2 barramentos BT), e só posteriormente as perdas nas linhas para os sete casos de estudo.

Os resultados obtidos para os vários casos de estudo são apresentados na Figura 3.3.

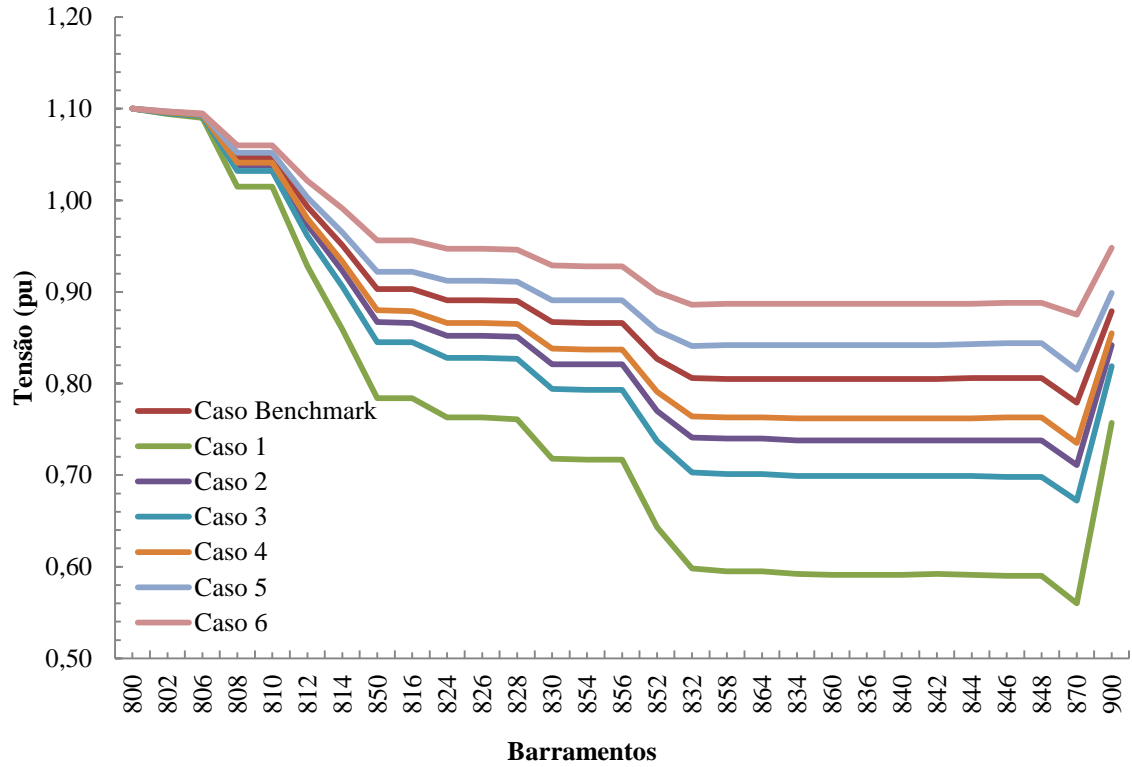


Figura 3.3- Perfis de Tensão resultantes da influência das baterias de condensadores.

Para a realização de uma análise comparativa entre os vários perfis de tensão obtidos, recorreu-se ao cálculo do erro para os mesmos.

O erro é obtido para cada um dos casos, através da seguinte equação:

$$Er = \frac{V_{MAX} - V_{MIN}}{V_{MAX}} \times 100 \quad (3.1)$$

onde Er é o erro para cada um dos casos, V_{MAX} é tensão máxima obtida para cada caso e V_{MIN} é tensão mínima para cada caso, encontrando-se estes valores em pu.

Desta forma é possível obter qual o erro para cada caso, esta metodologia irá ser aplicada em todos os casos apresentados ao longo do trabalho.

Deste modo e analisando os resultados obtidos para os perfis de tensão é possível verificar que o Caso 6 (variação de 20 %) é aquele que apresenta os melhores resultados. Por outro lado, o Caso 1 (variação de 49 %) é o que apresenta os piores resultados, uma vez que apresenta a maior queda de tensão.

Após averiguar o resultado anterior, conclui-se que existe uma melhoria nos perfis de tensão com a instalação das BC, pois para o Caso 1 não existe compensação do fator de potência e para o Caso 6 a potência instalada total é de 1,23 Mvar, registando-se assim uma melhoria

considerável no perfil de tensão, em consequência do aumento da potência instalada das BC. A conclusão anterior pode ser demonstrada através da Figura 3.4.

É ainda importante referir que para este cenário estamos perante um problema de subtensões, pois são obtidos valores de tensão de 0,56 pu, logo valores muito distantes da situação desejada para uma rede de distribuição de energia elétrica e, com consequências claras para a qualidade de serviço, como por exemplo aumento das perdas nas linhas.

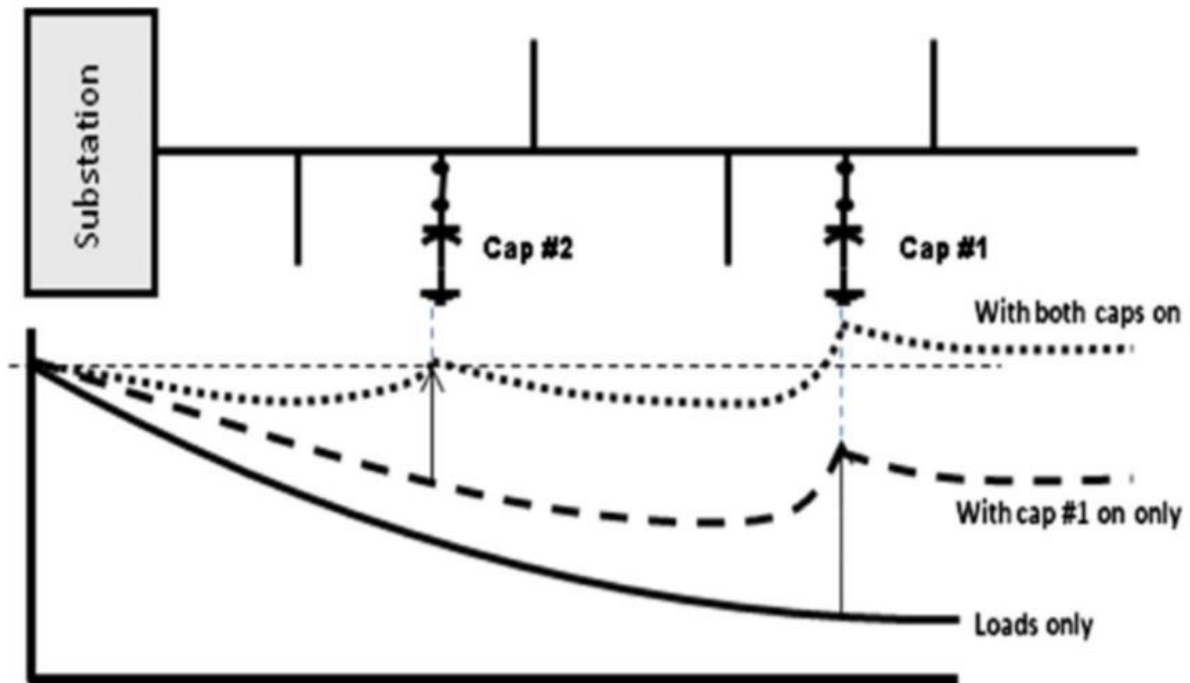


Figura 3.4- Efeito das BC nos perfis de tensão [30].

As conclusões obtidas anteriormente podem ser visualizadas em outros estudos, como por exemplo os apresentados em [45, 46].

Seguidamente, na Tabela 3.1, são apresentados os resultados das perdas nas linhas, sendo efetuado o somatório das perdas individuais em cada uma delas para cada um dos sete casos de estudo considerados.

O valor das perdas nas linhas é obtido com recurso a seguinte equação:

$$\begin{aligned} P_L &= R \times I^2 \times S_B \\ Q_L &= X \times I^2 \times S_B \end{aligned} \quad (3.2)$$

onde P_L refere-se às perdas ativa e Q_L refere-se às perdas reativas, sendo que ambos os valores encontram-se em unidades S.I., e em que:

- R = Resistência (pu);

- I = Corrente (pu);
- X = Reactância (pu);
- S_B = Potência de Base (MVA).

Assim, efetuou-se uma análise ao valor das perdas ativas e reativas (P_L e Q_L respetivamente) relativas à potência consumida (P_{t_C}), como proposto na seguinte equação o valor percentual das perdas nas linhas P_R , para todos os casos de estudos

$$P_R = \frac{\sum PL}{\sum P_{t_C}} \times 100 \quad (3.3)$$

Tabela 3.1-Influência das baterias de condensadores nas perdas nas linhas.

	Perdas						
	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso Benchmark
$P_L(MW)$	0,744	0,405	0,477	0,371	0,325	0,318	0,329
$P_L(\%)$	68,26	37,16	43,76	34,04	29,82	29,17	30,18
$Q_L(Mvar)$	0,55	0,31	0,36	0,29	0,25	0,23	0,26
$Q_L(\%)$	86,07	48,51	56,34	45,38	39,12	35,99	40,69

Concretizando um estudo pormenorizado aos resultados obtidos na Tabela 3.1, conclui-se que o Caso 6 é, mais uma vez, o preferível, pois apresenta menores valores de perdas, sendo o Caso 1 o pior, porque conduz a um maior valor de perdas. Conclui-se igualmente que após a instalação das BC, se verifica que existe uma redução no valor das perdas das linhas devido a uma redução do valor eficaz da corrente.

A redução do valor eficaz da corrente pode ser explicada recorrendo à Figura 3.5; atendendo a que o valor da potência ativa não se altera com a instalação das BC, por redução da potência reativa, o valor da potência aparente é inferior, o que se traduz na redução do valor eficaz da corrente. Acresce ainda que, o perfil das tensões tende a melhorar em consequência da compensação do fator de potência, visto que as quedas de tensão nas linhas são atenuadas.

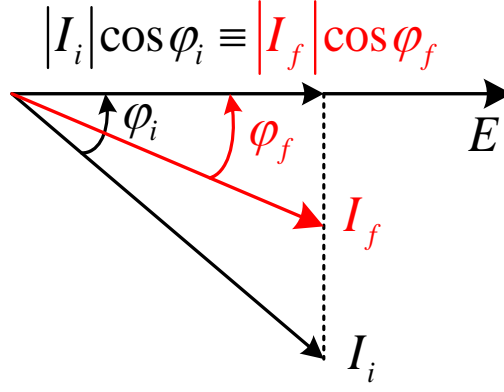


Figura 3.5: Redução das correntes nas linhas.

É importante salientar que os resultados obtidos apresentam perdas consideráveis, acima das metas das empresas distribuidoras de energia, em que, tipicamente, são restritas a valores inferiores a 10 % [47, 48].

3.4.2 Influência dos reguladores de tensão

Com esta análise pretende avaliar a influência dos RT, além das BC nos moldes descritos nos diferentes casos da secção 3.3 (Caracterização dos casos de estudo), quer nos perfis de tensão, quer nas perdas das linhas, utilizando-se uma metodologia de cálculo análoga à anterior.

Serão simulados dois cenários, um com os RT a elevar a tensão em 5 % (Cenário 2) e um segundo com os RT a elevar a tensão em 10 % (Cenário 3).

A modelação do comportamento dos RT numa rede, pode ser realizada através da seguinte equação,

$$R_T = 1 \pm 0,00625 \times Tap(pu) \quad (3.4)$$

onde o valor da R_T é o número de espiras (que se traduz na variação da razão de transformação) do RT que se pretende alterar, isto é, o valor que desejamos da tomada (*Tap*) do regulador, este valor está entre ± 16 , o que significa em valor percentual que podemos variar a tensão entre ± 10 %, com um intervalo mínimo de 0,625 % [37, 38].

É possível observar o efeito de um regulador sobre o perfil de tensão na Figura 3.6.

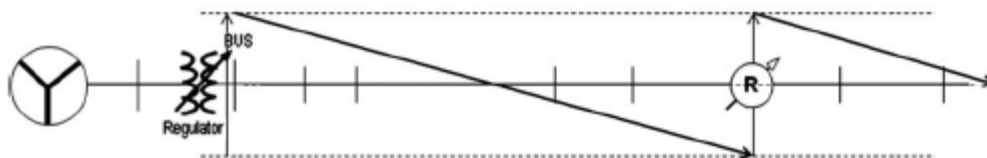


Figura 3.6- Efeito do regulador de tensão nos perfis de tensão [30].

3.4.2.1 Reguladores de tensão a 5 %

Através da metodologia apresentada foi possível representar o RT no MATPOWER, e assim avaliar a influência dos RT para os perfis de tensão e perdas nas linhas para a rede em estudo, na condição de simulação imposta (elevar a tensão em 5 %).

Os resultados obtidos para este cenário, relativos aos perfis de tensão são apresentados na Figura 3.7.

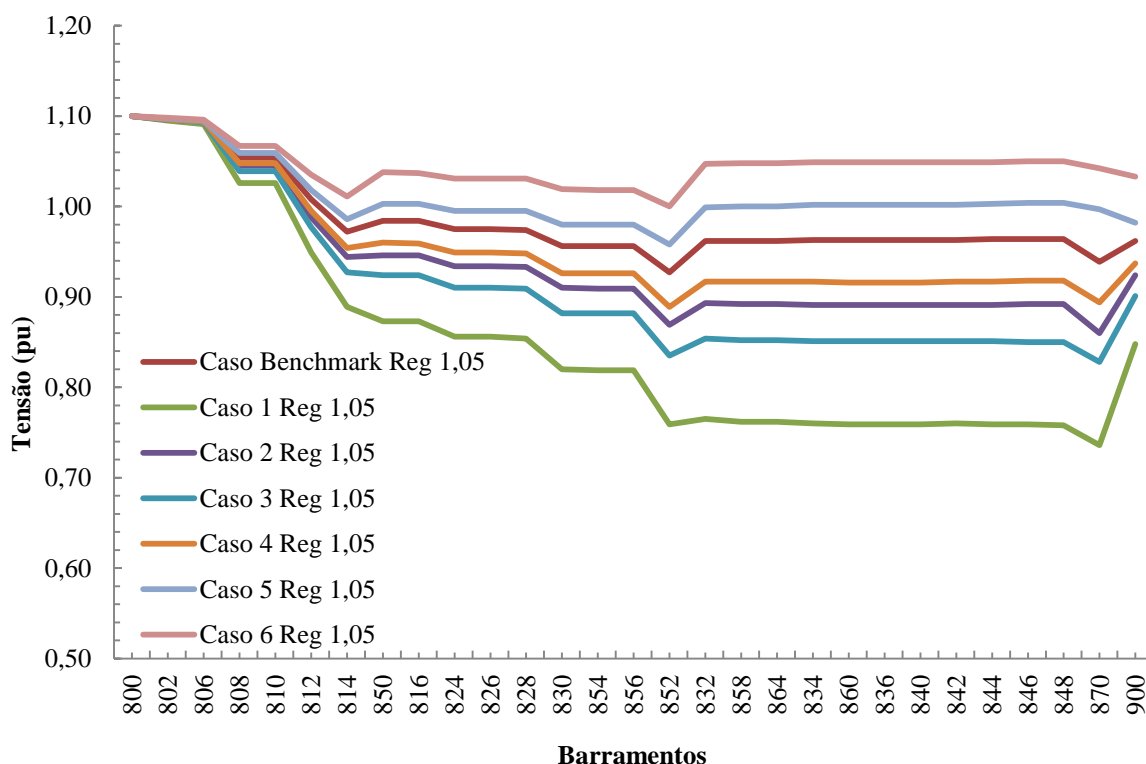


Figura 3.7- Perfis de tensão resultantes dos reguladores de tensão a 5 %.

Pode-se verificar que o Caso 6 continua apresentar o melhor resultado (variação de 9 %), sendo o Caso 1 o que apresenta o pior resultado (variação de 33 %). É ainda relevante referenciar que existe uma melhoria em todos os perfis de tensão comparativamente com os resultados obtidos no Cenário 1. Este aperfeiçoamento pode ser descrito pela introdução no sistema dos RT em parceria com as BC.

Relativamente às perdas das linhas, através da mesma metodologia utilizada no cenário anterior obtiveram-se os resultados da Tabela 3.2.

Tabela 3.2-Influência dos reguladores a 5 % nas perdas nas linhas.

	Perdas						
	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso Benchmark
$P_L(MW)$	0,532	0,314	0,362	0,296	0,377	0,377	0,292
$P_L(\%)$	48,81	28,81	33,21	27,16	30,92	34,59	26,79
$Q_L(Mvar)$	0,4	0,24	0,28	0,23	0,25	0,26	0,22
$Q_L(\%)$	62,60	37,56	43,82	35,99	39,12	40,69	34,43

Analisando os resultados obtidos, verifica-se que o caso de estudo que apresenta melhores resultados é o Caso *Benchmark*. Por outro lado, o Caso 1 continua a ser o pior, pois contém o maior valor de perdas. No entanto, com o aumento da potência instalada das BC, constata-se um decréscimo no valor das perdas, até um certo nível de potência.

Para os Casos 5 e 6 é verificado um aumento das perdas, o que poderá indicar que o nível de potência instalada nas BC não é adequado para as condições existentes , pois para o Caso 5 estamos a realizar uma sobrecompensação das BC em 100 kvar (Figura 3.8), o que implica que a intensidade de corrente não é a mínima para satisfazer as potências ativas das diversas cargas.

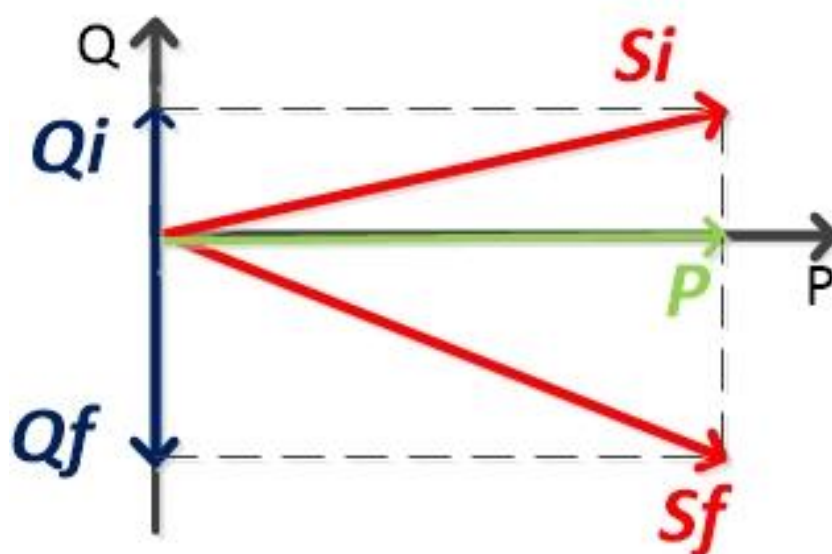


Figura 3.8: Efeito da sobrecompensação.

Posto isto, e analisando os resultados obtidos, confirma-se que o Caso 1 apresenta valores de perdas superiores em comparação com os outros casos de estudo. Os restantes apresentam valores de perdas inferiores, sendo o Caso *Benchmark* o que apresenta melhores resultados, logo indica que a presença de RT beneficia os perfis de tensão e as perdas nas linhas, uma vez que os resultados obtidos são melhores que os presentes para o Cenário 1.

3.4.2.2 Reguladores de tensão a 10 %

Para esta condição de simulação é usada a mesma metodologia que para o cenário anterior, no entanto é imposto que os RT elevem a tensão em 10 % em relação ao seu valor nominal.

É ainda importante referir que para os Casos 5 e 6 não foi possível elevar a tensão em 10 %, uma vez que para ambos, o método de cálculo seleccionado (*Newton-Raphson*) divergia. Assim, a solução encontrada foi elevar a tensão para o máximo possível, tal que o método iterativo convergisse.

Assim, para o cenário em estudo, os resultados foram os presentes na Figura 3.9.

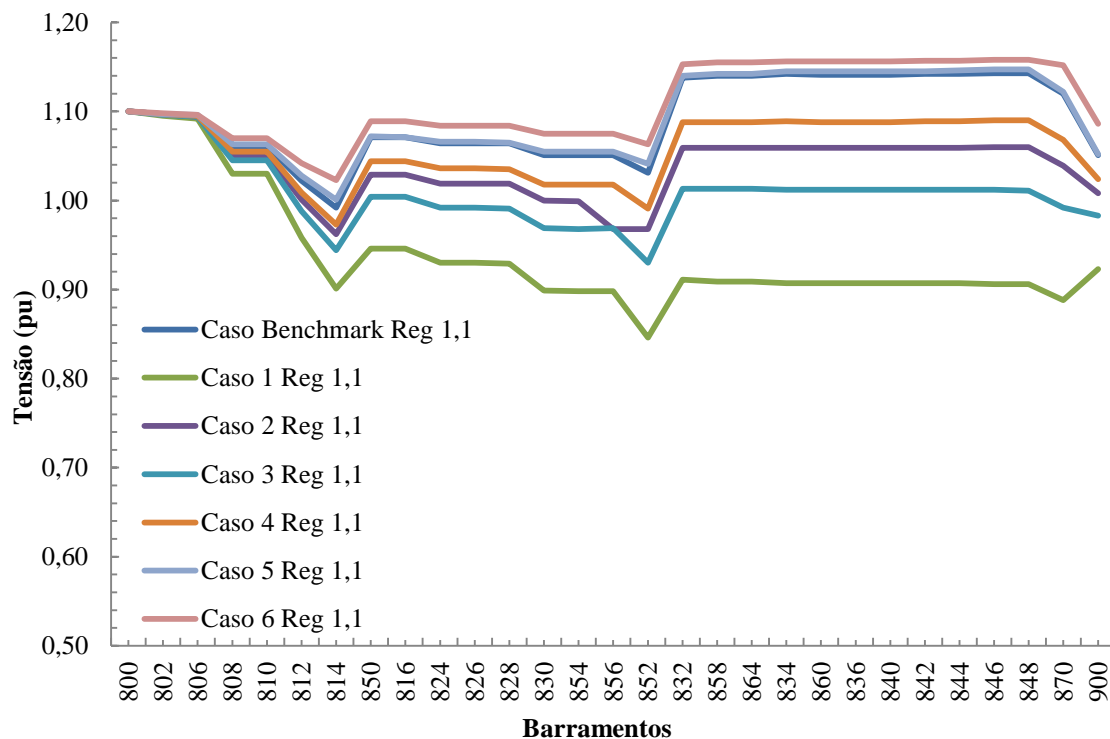


Figura 3.9- Perfis de tensão resultantes dos reguladores de tensão a 10 %.

Analisando os resultados obtidos, verifica-se que o Caso 4 é aquele que apresenta o melhor resultado, sendo o Caso 1 aquele que apresenta o pior resultado.

No entanto, para este cenário é visível que os perfis de tensão obtidos apresentam piores resultados para a generalidade dos casos, em comparação com os obtidos para o cenário

anterior. Dado que para o Cenário 2, com uma elevação de 5 % em relação ao valor nominal, já se verificam casos com valores de erro inferiores a 10 %, para este cenário isso já não se verifica.

Para este cenário é possível detetar um problema de sobretensões, pois é verificado a existência de barramentos com valores de tensões superiores a 1,1 pu, uma situação que não é desejável para a redes de distribuição de energia elétrica, atendendo que afeta diretamente a qualidade de serviço, como por exemplo o aumento no valor das perdas nas linhas, como é visível para o Caso 6, que apresenta um aumento no valor das perdas de 8 % em comparação com o cenário anterior.

O estudo onde se pretende ver qual a influência dos RT em aumentar a tensão em 10 % nas perdas das linhas também foi realizado, sendo que os seus resultados estão expostos na Tabela 3.3.

Tabela 3.3- Influência dos reguladores a 10 % para as perdas nas linhas.

	Perdas						
	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso Benchmark
$P_L(MW)$	0,443	0,263	0,292	0,263	0,399	0,454	0,309
$P_L(\%)$	40,64	24,13	26,79	24,13	36,61	41,65	28,35
$Q_L(Mvar)$	0,33	0,2	0,22	0,2	0,28	0,31	0,22
$Q_L(\%)$	51,64	31,30	34,43	31,30	43,82	48,51	34,43

Examinando os resultados alcançados, conclui-se que os Casos 2 e 4 apresentam as menores perdas nas linhas, o Caso 6 é aquele que apresenta os piores resultados.

Uma das razões que justifica o Caso 6 como sendo o que apresenta os piores resultados, reside no facto de este ser aquele que apresenta a maior potência de BC instalada e uma elevação da tensão de 8 % em relação ao valor nominal, o que provoca um problema de sobretensões e consequentemente maior valor de perdas nas linhas.

Comparando com os cenários anteriores, este é o cenário que exhibe menores valores de perdas, contudo é importante referir que, para o cenário onde os RT elevam a tensão em 5 %, o melhor dos casos apresenta valores muito próximos dos obtidos para este cenário, e um erro para os perfis de tensão inferior, logo quer dizer que o valor da razão de transformação ideal está

compreendido entre 5 % e 10 %, e ainda que não é necessário instalar BC com potência tão elevadas.

3.5 Análise de sobrecargas das linhas

Com o objetivo de verificar se existe alguma linha em sobrecarga para os casos de estudo considerados como sendo os preferíveis para cada um dos cenários expostos nos subcapítulos anteriores, foi realizada uma análise às correntes nas linhas.

Desta forma e recorrendo aos dados apresentados em [42], foi possível obter o valor das correntes máximas admissíveis para cada uma das linhas da rede (Anexo A) e calcular o valor da corrente, (o valor de corrente pode ser retirado do MATPOWER). Na bibliografia encontrada são apresentadas as características das linhas como por exemplo os valores de R , X , B , a intensidade de corrente máxima admissível a 50 °C, etc.

O valor das perdas nas linhas é estimado através de:

$$\begin{aligned} P_L &= 3 \times R \times I^2 \\ I &= \sqrt{\frac{P_L}{3 \times R}} \end{aligned} \quad (3.5)$$

em que P_L , R e I estão em unidades SI.

Assim, considerando como o melhor caso para o Cenário 1 (influência das baterias de condensadores) o Caso 6, atendendo que apresenta o melhor perfil de tensão e menores perdas nas linhas, utilizando a metodologia apresentada foi possível calcular as correntes nas linhas para a rede em estudo, e deste modo identificar se existem linhas em sobrecarga

Como exemplo de cálculo, apresenta-se a estimativa da intensidade de corrente para a linha 800/802, para a qual temos um valor de P_L de 4000 W e um valor de R de 0,547 Ω , sendo assim possível chegar ao valor da corrente da linha, que para este exemplo é de 49,35 A.

Deste modo, foi possível verificar que o Caso 6 do Cenário 1, não apresenta linhas em sobrecarga, como é visível na Figura 3.10, sendo assim é exequível ter este caso como uma opção válida a implementar, verificando que não existe nenhuma linha que se encontre próxima de ficar em sobrecarga. De salientar que há linhas em que o valor da corrente na linha não aparece discriminado no gráfico devido à sua ordem de grandeza ser reduzida.

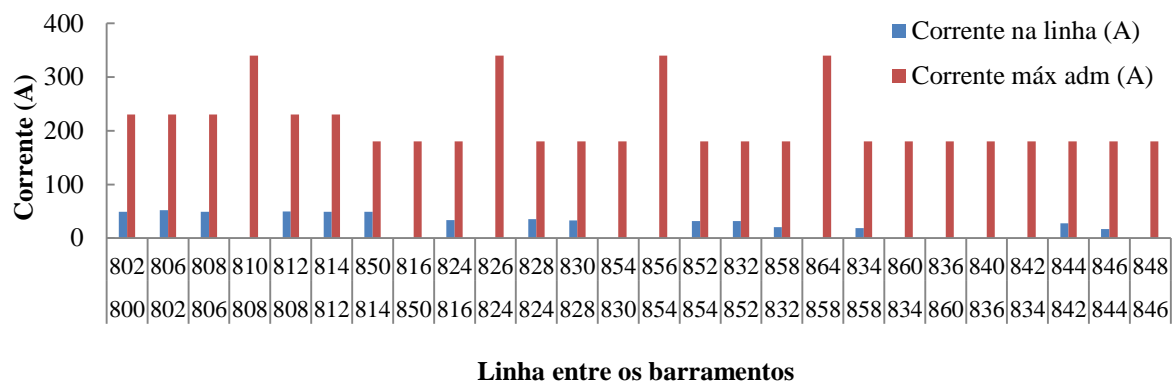


Figura 3.10: Corrente nas linhas com a influência das baterias de condensadores.

O caso considerado no Cenário 2 (reguladores de tensão a 5 %) como sendo o melhor foi *Benchmark*, pois era aquele que apresentava o menor valor de perdas nas linhas (destacando-se dos restantes casos) e um perfil de tensão muito próximo do melhor caso obtido para as mesmas condições de simulação impostas.

Assim, e utilizando a mesma metodologia que no caso anterior, foi possível concluir que nesta simulação também não existem linhas em sobrecarga, como é mostrado na Figura 3.11, logo é possível utilizar este caso como uma opção válida a implementar, sendo que não existe nenhuma linha que se encontre próxima do estado de sobrecarga.

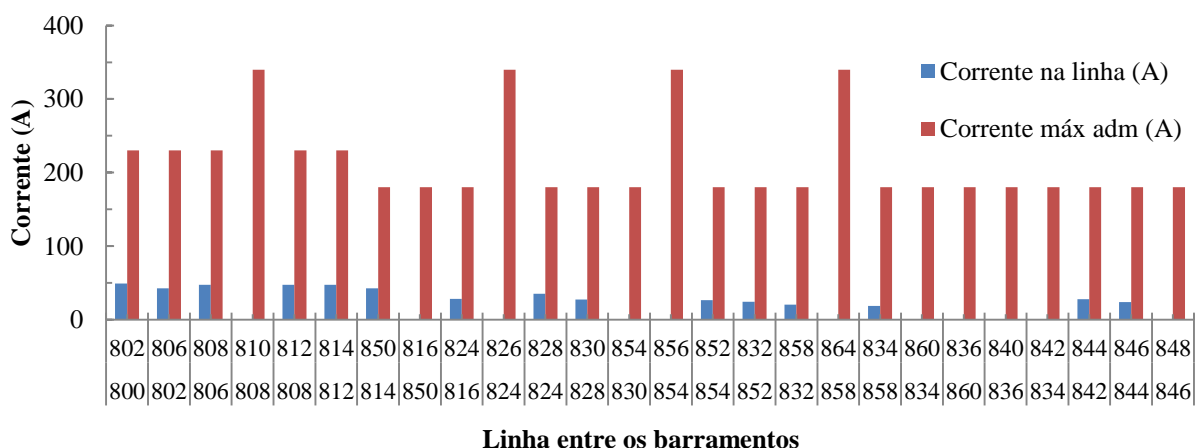


Figura 3.11: Corrente nas linhas com a influência dos RT a elevar a tensão em 5 %.

No caso do Cenário 3 (reguladores de tensão a 10 %) foi considerado como melhor caso o 4, pelo facto de ser o caso que apresenta o melhor perfil de tensão e ainda as menores perdas nas linhas. Assim e como é visível na Figura 3.12, para este caso não se verifica que as linhas estejam em sobrecarga, possível considerar este caso como uma opção válida a implementar.

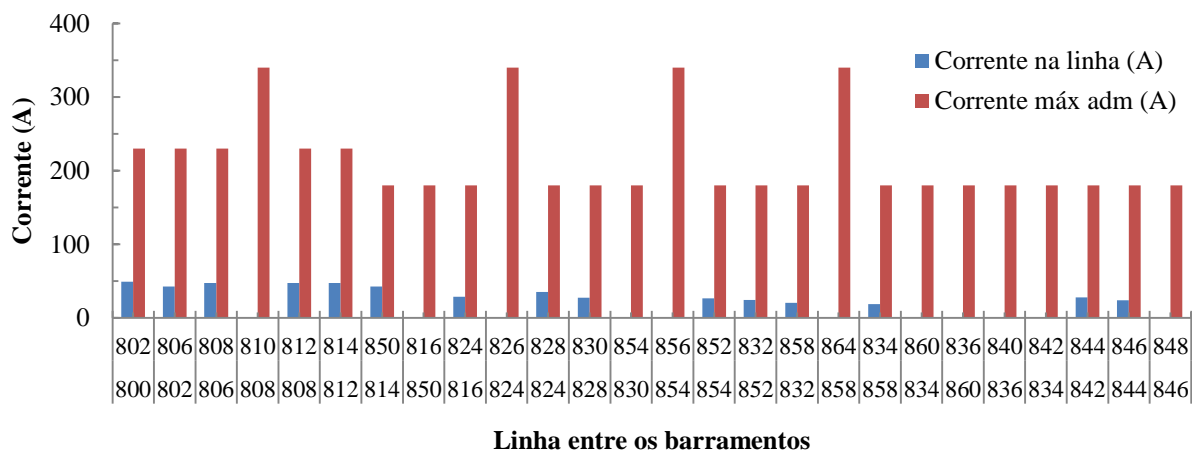


Figura 3.12: Correntes nas linhas com a influência dos RT a elevar a tensão em 10 %.

Assim, e analisando as três figuras é possível afirmar que as linhas se encontram sobredimensionadas em relação às condições de simulação, pois não se verifica a existência de linhas em sobrecarga ou próximas desse estado.

3.6 Conclusões

Através do conjunto de simulações realizadas verificou-se a influência das BC e RT nos perfis de tensão e ainda nas perdas das linhas, sendo esta uma tarefa árdua de se realizar sem recurso a *software* de cálculo matemático.

Com este meio efetuou-se o estudo em causa, retirando-se conclusões que foram mencionadas no decorrer deste capítulo.

A conclusão mais evidente é a melhoria dos perfis de tensão com a instalação dos RT, bem como com a instalação das BC. O Cenário 3 (RT a elevar a tensão em 10 %) apresenta os melhores resultados para as perdas nas linhas. No Cenário 2 (RT a elevar a tensão em 5 %) encontram-se os melhores perfis de tensão. Realizando um balanço entre o valor das perdas e o erro obtido para os perfis de tensão, é possível afirmar que a razão de transformação ideal para os RT, encontra-se entre valores de 5 e 10 %.

Para além desta, também se concluiu que com o aumento da potência instalada das BC existe uma redução nas perdas das linhas para a generalidade dos casos. Contudo é importante mencionar que é imprescindível existir um equilíbrio entre a potência de BC a instalar e os níveis de tensão que se pretendem obter, atendendo que podem ser criados problemas de sobretensões ou subtensões.

Assim, para o Cenário 1 (Influência das BC), o caso que apresenta o melhor resultado para o perfil de tensões é o Caso 6, com um erro de 20 % e o caso que apresenta o pior resultado é o Caso 1 com um erro de 49 %. O menor valor de perdas nas linhas é obtido para o Caso 6, sendo avaliado em 29 %, por outro lado o Caso 1 o que apresenta o pior valor de perdas, contabilizado em 68 %.

Para o Cenário 2 (RT a elevar a tensão em 5 %), o caso que apresenta o melhor perfil de tensões é o Caso.6 com um erro de 9 %, e o inverso é o Caso 1 com um erro de 33 %. O menor valor de perdas é obtido para o Caso *Benchmark* com um valor de perdas de 27 % e o pior é o Caso 1 com um valor de perdas de 49 %.

Para finalizar, no Cenário 3 (RT a elevar a tensão em 10 %), o melhor resultado é alcançado para o Caso 4 com um erro de 12 %, e o pior é para o Caso 1 com um erro de 23 %. O menor valor de perdas é obtido para os Casos 2 e 4 com um valor de perdas de 24 %, sendo o Caso 1 o pior, apresentando um valor de perdas de 41 %.

Foi ainda possível concluir que a rede se encontra sobredimensionada, atendendo que para cada um dos casos considerados como os melhores para os respectivos cenários, não se verifica a existência de linhas em sobrecarga e nem próximas desse estado.

Em suma, para esta configuração da rede (alimentação pelo barramento 800) verifica-se que o Cenário que apresenta o menor valor de erro para os perfis de tensão é o Cenário 2 para o Caso 6 e de perdas nas linhas é obtido para o Cenário 3, para os Casos 2 e 4.

Finalmente verifica-se que é indispensável interferir ao nível da rede, de modo a reduzir o valor das quedas de tensão e das perdas das linhas e aproximar o máximo possível os perfis de tensão do valor de *set-point*. Deste modo, existem algumas metodologias a serem aplicadas à rede radial com o intuito de aproximar os valores de perfis de tensão de 1.1 pu e reduzir o valor das perdas, como por exemplo, a alimentação da rede por outros barramentos e/ou em anel aberto. (novos cenários a serem estudados seguidamente).

Capítulo 4

4 Reconfiguração da Rede

4.1 Introdução

A alteração da topologia de uma rede de distribuição de energia elétrica pode passar por diversas metodologias. Uma muito explorada é abertura/fecho de seccionadores existentes em diferentes pontos da rede, de forma a otimizar uma determinada função, como por exemplo, minimização de perdas, melhoria dos perfis de tensão, isolamento de parte da rede, etc.

Para este estudo as alterações efetuadas à topologia da rede consiste na alimentação por outro barramento que não o de origem e explorar a rede em anel aberto. No primeiro caso avalia-se a influência de alimentar a rede por outro barramento que não o de origem, tendo-se optado neste caso pela alimentação da rede através do barramento 840. A segunda abordagem explorada consiste na alimentação da rede em dois pontos, mais especificamente pelos barramentos 800 e 840, com abertura da linha 832/852, ou seja explorar a rede em anel aberto.

Assim, ao longo deste capítulo avaliam-se os impactos sobre os perfis de tensão e perdas nas linhas com estas duas novas configurações.

4.2 Alteração do barramento de alimentação da rede

Para analisar o impacto da alteração do barramento de alimentação da rede que não o de origem (ou seja, o utilizado ao longo do Capítulo 3, o barramento 800) recorre-se a um conjunto de simulações de modo a avaliar a influência nos perfis de tensão e perdas nas linhas, associando-se também a inclusão de RT e BC de acordo com os casos descritos na secção 3.3 (Caracterização dos casos de estudo).

Para o efeito, realizaram-se alterações ao nível do código das *m.files*, atendendo às novas considerações para este estudo.

O barramento de compensação e referência deixa de ser o 800 e passa a ser o 840, assumindo-se o barramento 800 como um barramento PQ que corresponde a barramentos de consumo ($S^G=0$) ou produção fixa (S^G conhecido), sendo obviamente a potência consumida conhecida. A rede em análise assume então a configuração apresentada na Figura 4.1.

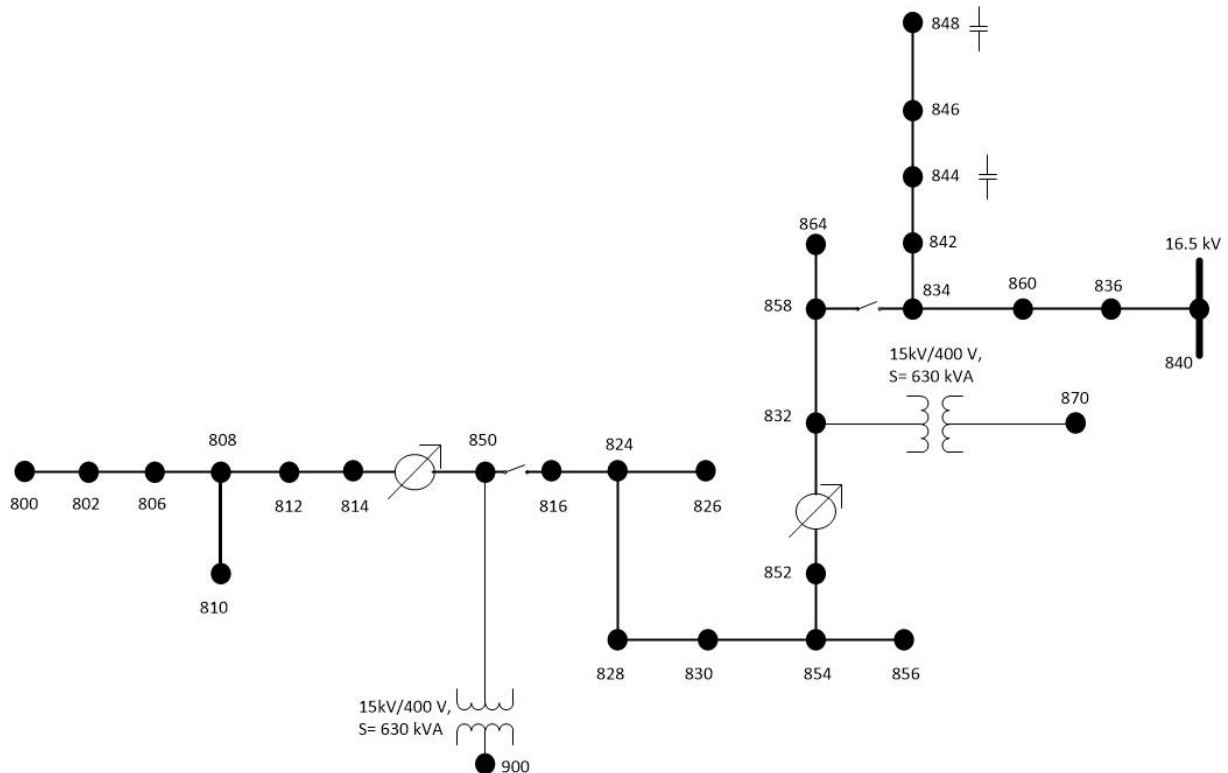


Figura 4.1: Rede com alimentação pelo barramento 840.

As demais considerações realizadas às BC e RT são similares às apresentadas no capítulo anterior, mantendo-se assim as mesmas características da rede, nomeadamente os parâmetros dos diferentes elementos e os consumos nos barramentos.

Para este caso de estudo foram considerados dois cenários, um só com a presença das BC e RT inativos (ou seja, razão de transformação de 1:1) e outro com as BC e RT ativos, considerando-se para cada um dos cenários as diferentes hipóteses de casos descritas anteriormente.

4.2.1 Análise de resultados

Como descrito anteriormente e com o propósito de melhor se perceber qual a influência de alimentar a rede por outro barramento que não o de origem, e verificar qual a influência nos perfis de tensão e nas perdas nas linhas foram gerados dois novos cenários, o Cenário 1, que compreende a análise da influência das BC de acordo com os sete casos de estudo apresentados anteriormente e os RT inativos, e o Cenário 2 que, adicionalmente à presença das BC nas

hipóteses em estudo, analisa a influência da regulação da tensão efetuada pelos RT, sendo esta ajustada individualmente na procura de soluções de perdas mínimas e perfis de tensão melhores.

4.2.1.1 Influência das baterias de condensadores

Tendo em conta as considerações estabelecidas foi inicialmente simulado o trânsito de potência somente com as BC para os diferentes casos e os RT inativos.

Dos resultados obtidos nas diferentes simulações, obtiveram-se os perfis de tensão apresentados na Figura 4.2.

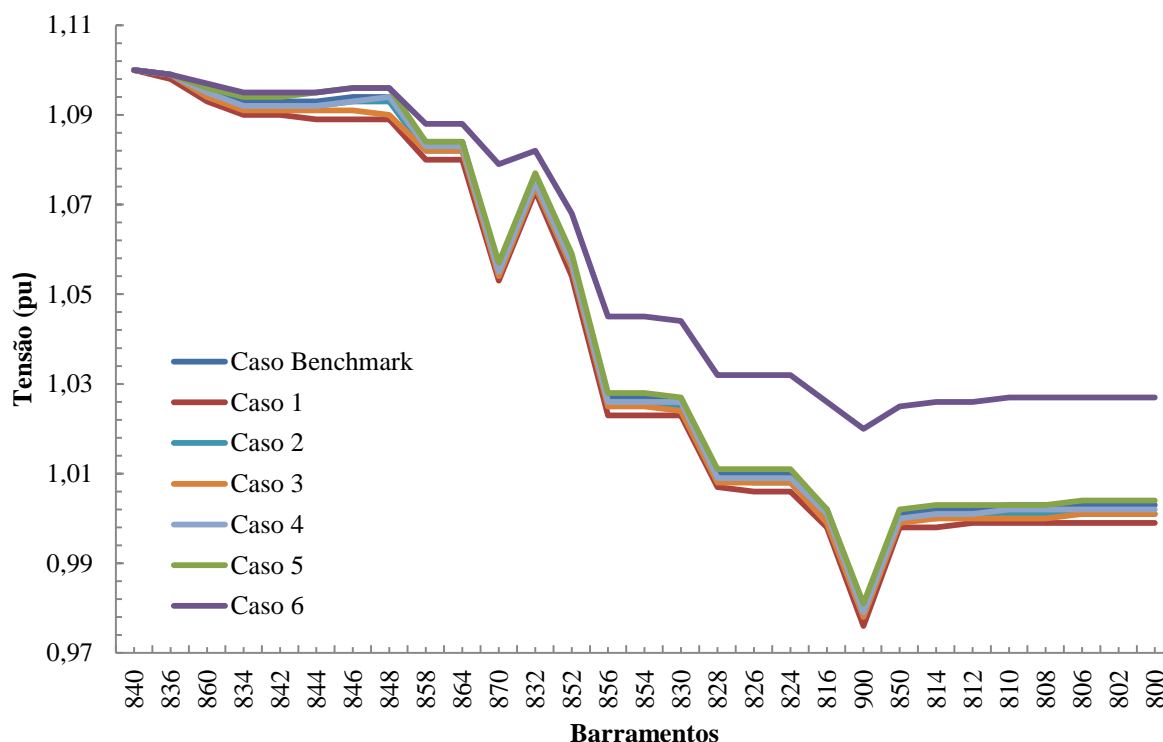


Figura 4.2- Influência das baterias de condensadores nos perfis de tensão.

Deste modo, e analisando os resultados é visível uma melhoria nos perfis de tensão para os sete casos de estudo em comparação com os obtidos nas mesmas condições de simulação, mas com alimentação pelo barramento 800. Para estas condições de simulação não se verificam problemas de sobretensões ou de subtensões.

Para estas condições de simulação (alimentação 840), o caso que apresenta o melhor perfil de tensão é o Caso 6 e o inverso é o Caso 1, sendo visível ainda que à medida que as BC são instaladas as tensões nos barramentos aumentam, logo verifica-se uma melhoria nos perfis, como seria expetável. É de referir ainda que para este cenário não é verificada grande discrepância entre os perfis de tensão, à exceção do Caso 6, pois como foi descrito

anteriormente, para este caso são instaladas BC nos barramentos 870 e 900, e consequentemente vai se verificar um aumento no valor das tensões dos barramentos.

No que concerne às perdas nas linhas, obtidas através da metodologia proposta anteriormente, os resultados são apresentados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1- Influência das baterias de condensadores para as perdas nas linhas.

	Perdas						
	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso Benchmark
$P_L(MW)$	0,067	0,066	0,065	0,067	0,070	0,057	0,067
$P_L(\%)$	6,15	6,06	5,96	6,15	6,42	5,23	6,15
$Q_L(Mvar)$	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,05	0,06
$Q_L(\%)$	9,39	9,39	9,39	9,39	9,39	7,82	9,39

Da análise dos resultados obtidos verifica-se que para este cenário são obtidos valores de perdas nas linhas inferiores aos verificados para os três cenários de origem (alimentação barramento 800). De certo modo já era expectável uma melhoria no valor das perdas nas linhas, dado que, a maioria das cargas se encontram próximas do barramento de alimentação da rede agora considerado (barramento 840).

O Caso 6 é o que apresenta menor valor de perdas sendo que o 5 ostenta o maior. Uma explicação para estes dois cenários serem o melhor e o pior, respetivamente, pode ser explicada pela redução do trânsito de potência reativa no Caso 6 e consequentemente redução do valor eficaz das correntes que circulam nas linhas.

Relativamente ao Caso 5, devido à sobrecompensação da potência reativa modelada neste caso, existe um aumento da intensidade da corrente nas fases, e naturalmente as perdas aumentam, como é explicado na Figura 3.8.

É ainda importante referir que, embora o Caso 5 seja o que apresenta as perdas mais elevadas, esse valor não se encontra muito afastado dos restantes casos, e ainda que o valor de perdas apresentado é inferior ao melhor caso apresentado para o cenário com alimentação pelo barramento 800 para as mesmas condições de simulação. Os resultados obtidos estão muito próximos dos valores expectáveis para as perdas nas linhas para este tipo de rede, da ordem de 7 %.

4.2.1.2 Influência das baterias de condensadores e dos reguladores de tensão

Este cenário explora a regulação associada aos RT que conduziram aos melhores resultados para as perdas e perfis no capítulo anterior.

O princípio utilizado para avaliação da influência da regulação da tensão através dos RT são idênticos aos considerados na secção 3.4.2 (Influência dos reguladores de tensão). Assim, e atendendo ao objetivo apresentado, a razão de transformação dos RT foi ajustada de uma forma individual. A influência da regulação da tensão dos RT difere de caso para caso, e ainda no mesmo caso estes podem estar a realizar ajustes ao valor da tensão de uma forma distinta. Um pode estar a utilizar uma razão de transformação e outro RT pode estar a utilizar outra diferente, isto com o intuito de melhorar os perfis de tensão e de reduzir as perdas na área de intervenção de cada um.

Como exemplo do ajuste da razão de transformação utilizada para os RT, é apresentado o caso *Benchmark*, onde foi considerado que o regulador que está conectado na linha 832/852 sofre um ajuste na razão de transformação com o objetivo de elevar o valor da tensão em 3,5 % em relação ao valor nominal, já no caso do regulador que está acoplado na linha 850/814, este não sofre nenhum ajustamento, logo mantém-se com uma razão de transformação de 1:1.

Foi considerado como princípio de otimização a redução das perdas nas linhas, porque para uma empresa de distribuição de eletricidade, depois de atingir um perfil de tensão que esteja dentro dos limites legais, o objetivo passa pela redução das perdas das linhas. Deste modo, e como é possível observar pelos perfis de tensão obtidos na Figura 4.2 estes já se encontram dentro dos limites legais, assim é pretendido minimizar ao máximo as perdas obtidas nas linhas. Os resultados obtidos para este cenário apresentam-se na Figura 4.3.

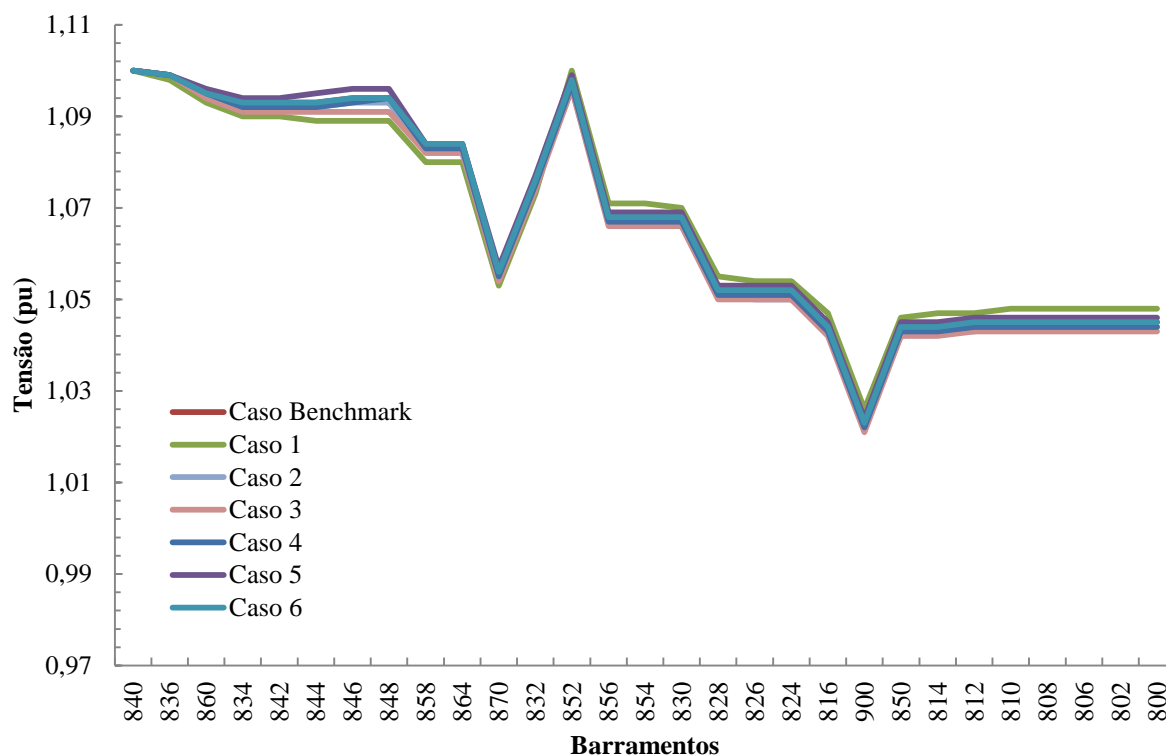


Figura 4.3- Influência das baterias de condensadores e reguladores de tensão nos perfis de tensão.

Tendo em conta as considerações efetuadas e realizando uma análise pormenorizada aos resultados obtidos para este cenário é verificado que os perfis de tensão apresentam uma melhoria em comparação com os obtidos na secção 4.2.1.1 (Influência das baterias de condensadores), sendo esta melhoria de aproximadamente de 3 %.

Esta melhoria é explicada pela entrada em serviço dos RT em conjunto com as BC, pois com a entrada em serviço dos RT em nenhum dos perfis de tensão foi obtido valores abaixo dos 1,02 pu, o que não se verifica na secção anterior.

Assim, o caso que obteve os melhores resultados para as condições de simulação impostas é o Caso 1, e como inverso o Caso 3.

A explicação para que o Caso 1 passe do pior na secção anterior para o melhor nesta, é obtida atendendo ao valor alcançado a saída do RT, pois para este caso é conseguido o valor de 1,1 pu a saída do RT, o que beneficia as quedas de tensão ao longo de toda a rede e, em mais nenhum dos casos foi conseguido tal valor. Foi ainda detetado como ponto crítico da rede para esta configuração o barramento 900, atendendo que é para este que é alcançado o menor valor da tensão em toda a rede, para todos os casos simulados.

É visível ainda que, na parte inicial da rede existe uma diferença entre os perfis de tensão. Esta diferença está relacionada com a zona de intervenção das BC instaladas. Como referido

anteriormente, à medida que as BC são instaladas é verificado um aumento nos valores dos perfis de tensão, como exemplificado na Figura 3.4.

Tendo por base o objetivo proposto, realizou-se uma análise às perdas para esta nova reconfiguração, presente na Tabela 4.2.

Tabela 4.2- Influência das baterias de condensadores e dos reguladores de tensão nas perdas das linhas.

	Perdas						
	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso Benchmark
$P_L(MW)$	0,063	0,062	0,061	0,063	0,066	0,056	0,063
$P_L(\%)$	5,78	5,69	5,60	5,78	6,06	5,14	5,78
$Q_L(Mvar)$	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,05	0,06
$Q_L(\%)$	9,39	9,39	9,39	9,39	9,39	7,82	9,39

Assim, e realizando uma análise aos resultados conseguidos é possível verificar que os valores obtidos para os sete casos de estudo se encontram muitos próximos dos valores expectáveis para as perdas de uma rede MT, cerca de 7 %.

É possível verificar que o Caso 6 é o que apresenta menor valor de perdas, cerca de 5,14 %. Este facto acontece porque o RT encontra-se ativo, e ainda devido ao facto de nos barramentos 900 e 870 se instalarem BC a realizarem a compensação total do fator de potência, que apresentam como consequência a redução do valor eficaz da corrente.

Com a otimização realizada e comparando com os resultados obtidos na secção anterior, é verificado que existe uma redução no valor das perdas de 0,03 %. Este valor pode ser considerado baixo, mas se ponderarmos os custos inerentes para uma empresa de distribuição de electricidade, esta redução assume valores de poupança de energia consideráveis, como exemplo para o ano de 2012 foram consumidos 5380,2 GW [49], aplicando esta metodologia é possível obter uma poupança de 161 GW.

4.2.2 Análise de sobrecargas nas linhas

Com o objetivo de verificar se os casos considerados como os melhores para os dois cenários são possíveis de implementar, foi realizada uma análise às correntes das linhas com o intuito de verificar se estas se encontram em sobrecarga.

Deste modo, e utilizando a metodologia exposta no capítulo 3.5 (Análise de sobrecargas das linhas) foi possível obter os resultados presentes na Figura 4.4, e assim concluir que não existe nenhuma linha em sobrecarga, nem próxima para o Caso 6 do Cenário 1 (influência das baterias de condensadores).

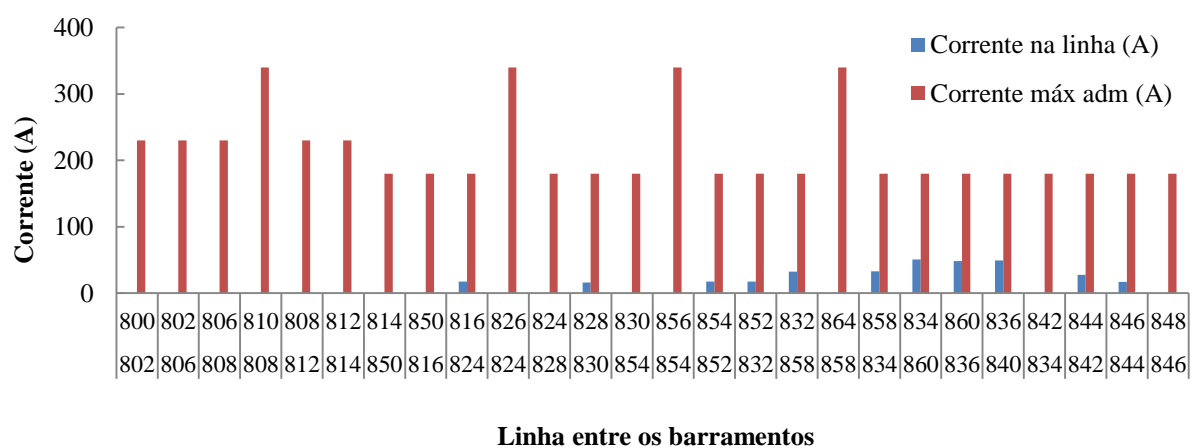


Figura 4.4: Correntes nas linhas com a influência das baterias de condensadores, Caso 6.

Relativamente ao Cenário 2, atendendo ao objetivo proposto, obtenção do menor valor de perdas, foi considerado como melhor caso o 6, uma vez que é para este caso que se encontra o menor valor de perdas nas linhas, onde se realizou a mesma análise que para os capítulos e secção anterior.

Como resultados, verificou-se que são idênticos ao cenário anterior, ou seja, que nenhuma das linhas se encontra em sobrecarga, nem próxima desse estado, como é visível na Figura 4.5.

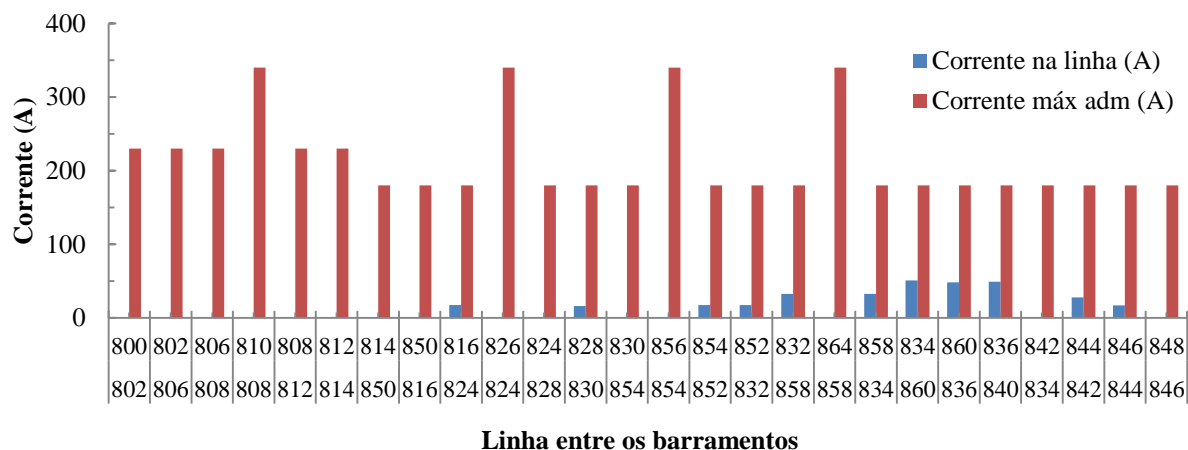


Figura 4.5: Correntes nas linhas com a influência das baterias de condensadores e dos reguladores de tensão, Caso 6.

Assim, é possível afirmar que ambos os casos considerados como sendo os melhores para cada um dos cenários são possíveis de aplicar, pois apresentam perfis de tensão dentro da banda estabelecida por lei, apresenta valores de perdas razoáveis e também não apresenta qualquer linha em sobrecarga.

4.3 Exploração da rede em anel aberto

A segunda alteração efetuada à rede que irá ser analisada neste capítulo é, a alimentação desta por ambos os lados, isto é, pelos barramentos 800 e 840, com abertura da linha 832/852, logo a rede em estudo irá estudada no modo de exploração em anel aberto, como é visível na Figura 4.6.

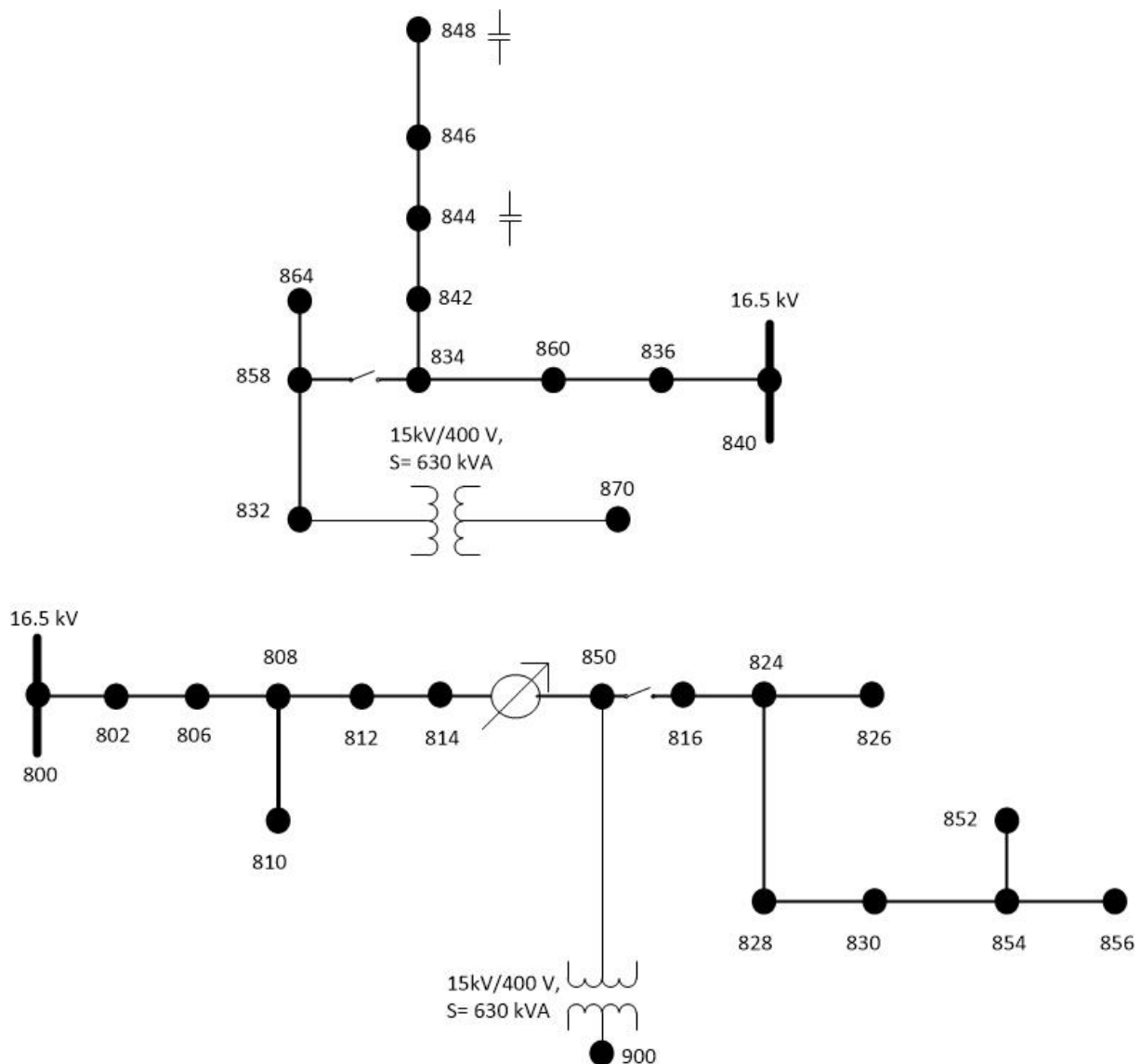


Figura 4.6: Rede de estudo para a configuração em anel aberto.

Assim, com esta nova topologia é pretendido melhorar os perfis de tensão e reduzir o valor das perdas nas linhas.

Foram realizadas várias simulações, baseadas na metodologia proposta, com o intuito de se perceber qual a influência nos perfis de tensão e perdas nas linhas ao alimentar a rede pelos barramentos 800 e 840 com abertura da linha 832/852, com a inclusão das BC e RT presente na linha 814/850.

Alterando certos parâmetros e ainda adotar algumas considerações é possível simular a metodologia proposta.

Uma alteração consiste na modificação do barramento de compensação e referência, isto é, nos capítulos 3 (Influência de elementos passivos de regulação da tensão na qualidade de energia elétrica) e 4.2 (Alteração do barramento de alimentação da rede), o barramento em causa

considerado foi barramento 800 e 840 respectivamente, sendo que para este novo caso de estudo foi considerado o 800 e 840 em conjunto e abertura da linha 832/852.

Atendendo que do lado de alimentação do barramento 800 irá ser mantido o RT, este irá permitir um ajuste ao valor da tensão. Por outro lado, na proximidade do barramento 840 é onde se encontram instaladas a maioria das BC, possibilitando assim corrigir o valor da tensão.

Para este caso de estudo foram considerados dois cenários, inicialmente só irá ser simulada a rede com a presença das BC e RT inativo (ou seja, com uma razão de transformação de 1:1), e outro com as BC e RT ativo, sendo a distribuição das BC a que se encontra descrita no capítulo 3.3 (Caracterização dos casos de estudo).

4.3.1 Análise de resultados

Atendendo ao objetivo proposto foram gerados dois cenários, o Cenário 1 (Influência das baterias de condensadores) onde é contemplada a intervenção das BC e no Cenário 2 (Influência das baterias de condensadores e regulador de tensão) compreende a intervenção das BC e do RT. Com a simulação destes dois cenários pretende-se avaliar qual a opção mais adequada a ser utilizada.

4.3.1.1 Influência das baterias de condensadores

Tendo em conta o objetivo apresentado e as considerações efetuadas para este cenário, foi simulado o trânsito de potências. Assim, inicialmente foi simulada a rede com alimentação pelos barramentos 800 e 840 com a linha 832/852 aberta, na presença das BC distribuídas de acordo com os sete casos de estudo já conhecidos e com o RT inativo. Os resultados são apresentados de seguida na Figura 4.7.

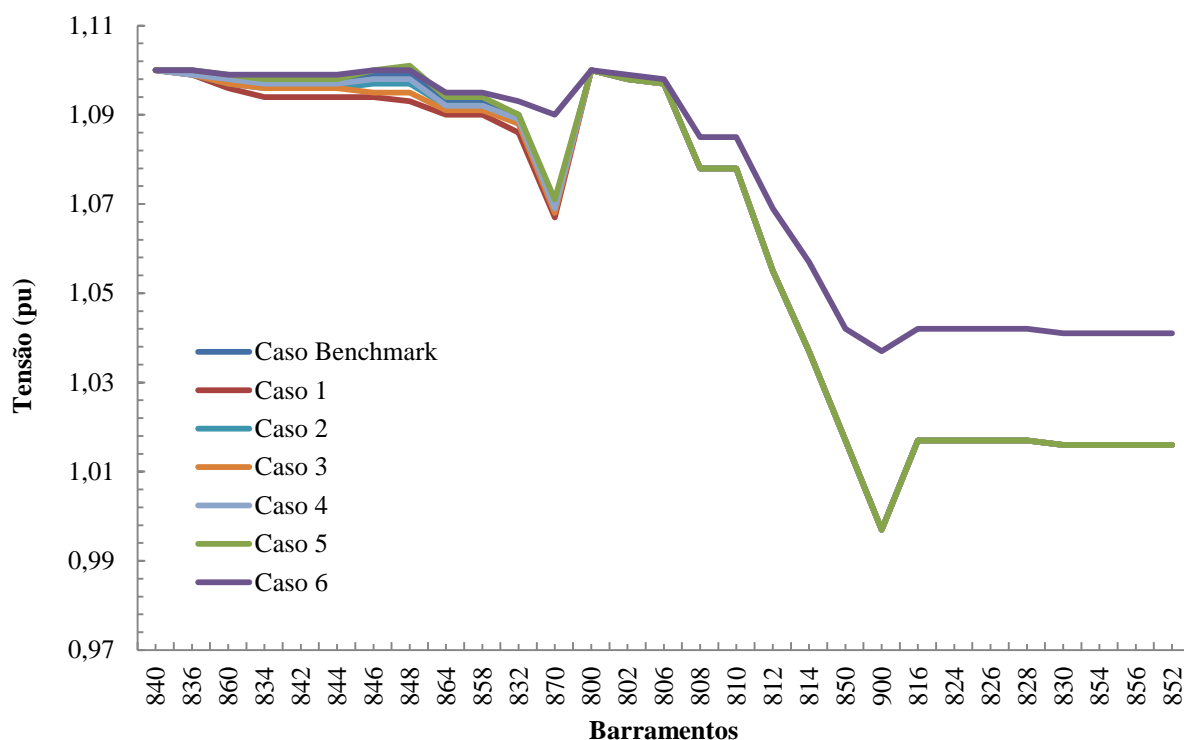


Figura 4.7- Influência das baterias de condensadores nos perfis de tensão.

Na zona de intervenção das baterias verifica-se uma discrepância entre os perfis, sendo que o Caso 6 se encontra destacado dos restantes, verificando-se que este é o melhor dos casos.

A discrepância existente entre os diferentes casos de estudo, desde os barramentos 840 e 832, é referente aos diferentes níveis de potência instalada de BC. Por exemplo, no Caso 1 não é realizada a compensação do fator de potência e no Caso 6 é. Como é visível, nos perfis de tensão à medida que a potência aumenta o valor da tensão no perfil também aumenta.

No final dos perfis de tensão, a discrepância existente deve-se ao facto de o Caso 6 ser o único que apresenta BC nos barramentos 870 e 900, daí apresentar valores de tensão superiores, sendo que os restantes casos se encontram sobrepostos no Caso 5 na parte final do perfil de tensão.

Assim, e para as mesmas condições de simulação, os perfis de tensão obtidos apresentam valores de erro inferiores aos obtidos na secção anterior (alimentação pelo barramento 840).

Para estas condições de simulação o caso que apresenta o melhor resultado é o Caso 6 e o oposto é o 5.

No seguimento do objetivo proposto, foi realizada uma análise ao valor das perdas para estas condições da rede, em que os resultados obtidos são visíveis na Tabela 4.3.

Tabela 4.3- Influência das baterias de condensadores nas perdas das linhas.

	Perdas						Caso Benchmark
	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	
$P_L(MW)$	0,048	0,049	0,048	0,051	0,055	0,043	0,052
$P_L(\%)$	4,40	4,50	4,40	4,68	5,05	3,94	4,77
$Q_L(Mvar)$	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,05	0,06
$Q_L(\%)$	9,39	9,39	9,39	9,39	9,39	7,82	9,39

Averiguando os resultados obtidos para estas condições de simulação é perceptível a existência de uma redução do valor das perdas nas linhas. Estes valores de perdas eram esperados, pois com esta nova reconfiguração da rede, a sobrecarga das linhas diminui, uma vez que à generalidade das cargas encontram-se próximas da alimentação.

Os perfis de tensão obtidos apresentam valores de tensão superiores aos obtidos para secção anterior.

Assim para estas condições o caso que apresenta o melhor resultado é o Caso 6, e o oposto é o 5, diferença de resultados é explicada com a introdução das BC nos barramentos 870 e 900 para o Caso 6, e no Caso 5 é realizada uma sobrecompensação.

Assim, é importante destacar que para estas condições de simulação os resultados obtidos são melhores que os conseguidos para as mesmas condições do cenário com alimentação pelo barramento 840.

De tal modo que para este cenário o melhor caso apresenta valor de perdas relativas de 3,94 % (Caso 6), e o pior apresenta valores de 5,05 % (Caso 5).

4.3.1.2 Influência das baterias de condensadores e regulador de tensão

Para a execução das simulações deste cenário utilizou-se uma metodologia similar à apresentada nos capítulos anteriores.

O princípio de ajustamento da razão de transformação do RT foi igual ao considerado no capítulo 4.2 (Alteração do barramento de alimentação da rede), logo atendendo ao objetivo apresentado, o regulador foi introduzido com o intuito de melhorar os perfis de tensão e de

reduzir as perdas na sua área de intervenção, sendo que o ajuste da razão de transformação do RT imposta difere de caso para caso.

Por exemplo, para o caso *Benchmark* foi considerado que o regulador sofre um ajuste da razão de transformação de forma a elevar a tensão em 3 % em relação ao valor nominal.

Assim, com esta nova topologia de rede pretende-se otimizar o valor das perdas para o mínimo valor possível.

Os resultados obtidos para este cenário encontram-se expostos na Figura 4.8.

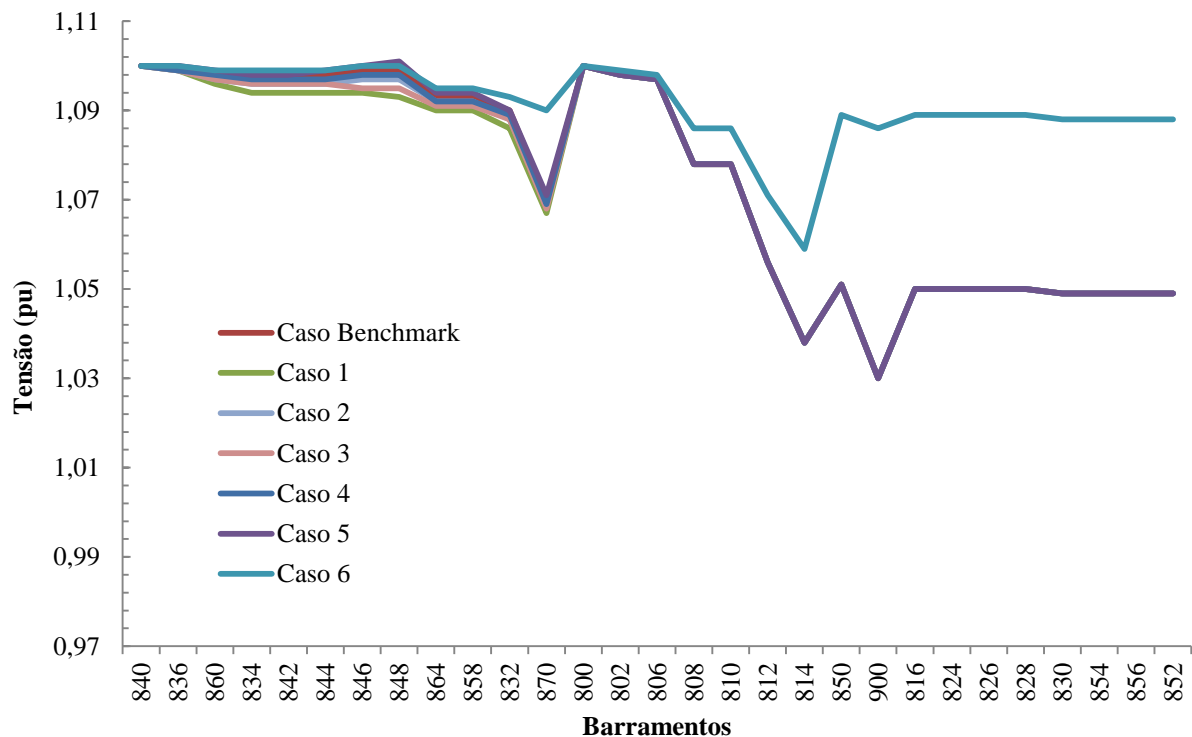


Figura 4.8- Influências das baterias de condensadores e regulador de tensão nos perfis de tensão.

Com a análise aos perfis de tensão obtidos, verifica-se que estes apresentam o mesmo tipo de comportamento que o apresentado para o cenário anterior. Uma das diferenças encontra-se na área de intervenção do RT. Como se pode concluir ao observar o perfil de tensão, este realiza uma elevação no valor da tensão de acordo com a razão de transformação imposta para os diferentes casos estudados.

Outra diferença existente nos perfis de tensão obtidos para o cenário atual consiste nos valores de tensão, pois estes são superiores comparativamente aos do cenário anterior, sendo provocados pelas condições de simulação. Para o cenário atual, o Caso 6 é aquele que apresenta o melhor resultado, e oposto o Caso 5.

Esta diferença de resultados é explicada com a introdução das BC nos barramentos 870 e 900 e ainda com o RT ativo, com um ajuste na razão da transformação de 4 %.

Deste modo, foram avaliadas as perdas nas linhas, sendo a metodologia aplicada a mesma que a exposta para capítulos anteriores, obtendo-se os resultados presentes na Tabela 4.4.

Tabela 4.4- Influência das baterias de condensadores e regulador de tensão nas perdas nas linhas.

	Perdas						
	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso Benchmark
$P_L(MW)$	0,047	0,048	0,047	0,05	0,054	0,042	0,051
$P_L(\%)$	4,31	4,40	4,31	4,59	4,95	3,85	4,68
$Q_L(Mvar)$	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,05	0,06
$Q_L(\%)$	9,39	9,39	9,39	9,39	9,39	7,82	9,39

Realizando a otimização pretendida, é visível a possibilidade de reduzir o valor das perdas em 0,01 % em relação ao cenário anterior.

Assim, para estas condições o caso que apresenta os melhores resultados é o Caso 6 e o oposto é o 5, sendo que as razões que justificam este facto são as mesmas que às apresentada na secção anterior.

Como era de esperar em termos comparativos para as mesmas condições de simulação, este cenário apresenta melhores resultados que os obtidos no capítulo anterior (alimentação pelo barramento 840). Isto acontece porque, para estas novas condições, as linhas apresentam uma menor sobrecarga, os perfis de tensão apresentam quedas de tensão inferiores, resultando numa redução do valor eficaz das correntes, sendo importante de referir que nestas condições os valores das perdas obtidos são inferiores aos encontrados para perdas nas linhas reais.

4.3.2 Análise de sobrecargas nas linhas

Com o objetivo de validar os casos escolhidos como sendo os melhores foi realizada uma análise *à posteriori* com o intuito de verificar se existe alguma linha em sobrecarga.

Sendo assim, utilizou-se a mesma metodologia que para os casos anteriores, sendo possível obter para ambos os cenários os resultados expostos nas Figura 4.9 e Figura 4.10.

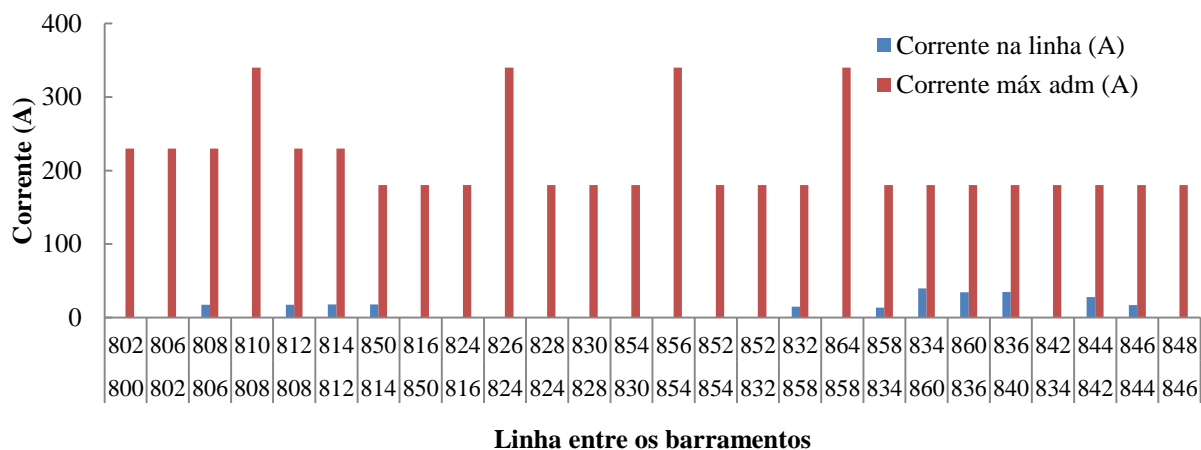


Figura 4.9: Correntes nas linhas com a influência das baterias de condensadores, Caso 6.

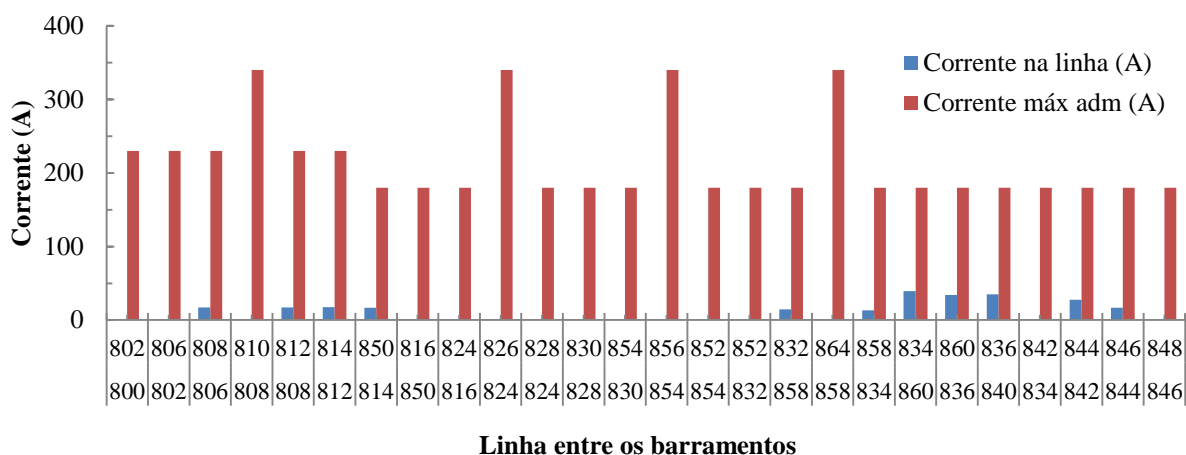


Figura 4.10: Correntes nas linhas com a influência das baterias de condensadores e do regulador de tensão, Caso 6.

É possível concluir que para ambos os cenários em estudo nenhuma das linhas se encontra em sobrecarga, nem próxima desse estado, sendo possível aplicar qualquer um dos casos à rede em estudo.

4.4 Conclusões

O objetivo da alteração da topologia da rede original é melhorar os perfis de tensão e reduzir as perdas nas linhas, pois como foi referido anteriormente (Capítulo 2) com uma reconfiguração da rede é em muitos casos possível obter níveis de QEE superiores, estas alterações de configuração têm como referência a configuração de origem (alimentação pelo barramento 800).

Como é possível verificar ao longo da leitura do presente capítulo, com ambas as topologias de rede propostas (alimentação barramento 840 e exploração em anel aberto), o objetivo pretendido é conseguido, logo é possível afirmar que a topologia de origem não é a mais adequada.

Comparando as duas configurações propostas, com a configuração original, esta apresenta quedas de tensão ao longo da rede superiores e apresenta valores de perdas nas linhas muito superiores aos obtidos com estas duas novas configurações.

Conforme os resultados obtidos, para estas duas novas configurações, a que apresenta melhores resultados para os perfis de tensão e perdas nas linhas é a configuração da rede com exploração em anel aberto.

Analisando primeiramente a configuração com alimentação pelo barramento 840, e comparando os dois cenários propostos, o cenário que apresenta melhores perfis de tensão é o Cenário 2 e também menores valor de perdas nas linhas.

Na configuração em anel aberto, o Cenário 2 apresenta melhores perfis de tensão, e apresenta menores valores de perdas nas linhas.

Em suma, é perceptível que qualquer destas reconfigurações é melhor que a configuração apresentada como de origem.

Desta forma, a escolha de qual configuração de rede a utilizar nem sempre é uma tarefa fácil, pois é necessário existir um equilíbrio entre os perfis de tensão e o valor das perdas nas linhas, e o que é pretendido otimizar.

Capítulo 5

5 Estabelecimento de regras de priorização para uma rede dotada de controlo inteligente

5.1 Introdução

Neste capítulo pretende-se estudar e propor diferentes regras de priorização para a rede em estudo, admitindo-se que a rede é dotada de controlo inteligente (*Smart Grid*), ou seja, através da monitorização das grandezas elétricas, unidades de controlo inteligente que implementam medidas com o objetivo de manutenção da qualidade de serviço. As simulações que originaram o estabelecimento das regras de priorização foram conduzidas admitindo vários regimes de carga ativa e a reativa, tentando assim modelar variações de consumo das horas fora de vazio para as horas de vazio e também perdas abruptadas de carga.

Assim, e através de simulações de situações casuais provocadas na rede, é possível criar regras, que aumentem os níveis de QEE, mais precisamente perdas nas linhas (obter o menor valor possível) e perfis de tensão (garantir que estão dentro de uma gama pré-definida).

Para o efeito, no presente capítulo descreve-se a modelação utilizada, os vários casos simulados e estabelecem-se às respetivas regras que atenuam os problemas criados na rede.

5.2 Descrição da metodologia utilizada

Para a realização destas simulações foi necessário ter em consideração as simulações realizadas anteriormente e as novas considerações tomadas. Contudo, é necessário referir que não foram efetuadas alterações a estrutura da rede, mantendo-se assim as mesmas características da rede, nomeadamente os parâmetros dos diferentes elementos e os consumos nos barramentos.

Assim, a primeira tarefa a realizar foi a escolha da melhor configuração da rede e o melhor dos sete casos de estudo, de modo que, é necessário ter em conta o perfil de tensão e perdas nas linhas. Deste modo, foi considerado o Caso 6 com alimentação pelo barramento 840.

Para esta configuração e para este caso de estudo foi anteriormente definido que os barramentos 844, 848, 870 e 900, apresentam BC com às potências de 0,300 Mvar, 0,450 Mvar, 0,240 Mvar e 0,240 Mvar respetivamente, RT nas linhas 832/852 e 850/814 e ainda transformadores nas linhas 850/900 e 832/870.

Um dos pressupostos que é necessário ter em consideração em relação aos transformadores (elementos constituintes da rede) para a realização desta análise é, os transformadores instalados na rede permitem realizar comutação em carga, sendo a metodologia aplicada para a regulação da razão de transformação igual à dos RT.

Seguidamente foram introduzidas novas cargas na rede, de acordo com a Tabela 5.1, foram escolhidas de forma a serem da mesma ordem de grandeza das que já existiam na rede previamente analisada, e encontram-se conectadas a rede de igual modo que às já existentes.

Deste modo com estas novas cargas temos uma potência instalada de 1,27 MW e 0,765 Mvar.

Tabela 5.1: Novas cargas instaladas na rede.

Barramento MT	Potência Ativa (MW)	Potência Reativa (Mvar)
856	0,06	0,048
824	0,06	0,048
808	0,03	0,015
800	0,03	0,015

Outra consideração realizada é do intervalo de valores que é possível obter para os perfis de tensão, sendo assim considerado como máximo 1.1 pu e como valor mínimo 0,90 pu ($\pm 10\%$). No caso das perdas nas linhas, pretende-se reduzir estas ao valor mínimo possível, tendo-se estabelecido 10 % como valor referência, foi considerado este valor pois não se encontra muito distante do valor tipificado para perdas nas redes de MT.

5.3 Exploração da rede em vários regimes de carga

Como casos de alteração da carga de rede, irão ser estudados quatro casos, onde em cada um deles irá ser simulado uma variação da potência instalada.

É pretendido estudar quais os métodos que se podem aplicar para manter a rede nos limites estabelecidos anteriormente, e criar regras de priorização para uma rede elétrica de modo a atenuar/eliminar o problema da alteração da carga da rede.

5.3.1 Regras de priorização para regimes de carga de horas de vazio

Para a condição da exploração da rede em horas de vazio, foi simulada a rede no pressuposto que a potência consumida é reduzida em 80 % relativamente aos valores nominais.

Assim o resultado para a situação descrita está presente na Figura 5.1.

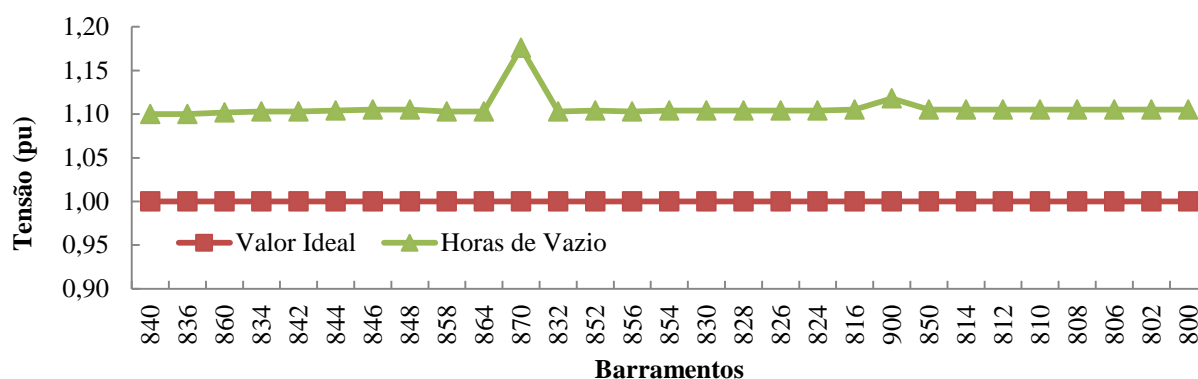


Figura 5.1: Perfil de tensão para a condição de horas de vazio.

Com a redução da potência consumida em 80 % relativamente aos valores nominais, descrito na figura como Horas de Vazio, apresenta como consequência um perfil de tensão linear para o valor de 1,1 pu (*set-point*). O perfil obtido encontra-se muito próximo de uma reta, não apresentando assim grandes oscilações. Os únicos pontos que apresentam grande divergência são os barramentos 870 e 900, uma explicação para este fator, é que em ambos os barramentos é possível encontrar BC instaladas.

Assim, na condição em que a potência consumida baixa para o valor de 20 % temos um o problema de sobretensões, logo é necessário adotar soluções capazes de eliminar/atenuar este problema.

Com o objetivo de resolver o problema das sobretensões, verificado para este regime de carga, foi tomada a decisão de atuar sobre as BC e RT, onde o resultado obtido é apresentado na Figura 5.2.

Para esta solução, às BC dos barramentos 844, 848, 870 são desligadas, mantendo-se a BC do barramento 900.

No caso dos RT, foi ajustada a razão de transformação do RT da linha 832/852 de modo a permitir baixar o valor da tensão em 8 %, para o RT da linha 850/814 a razão de transformação mantém-se igual.

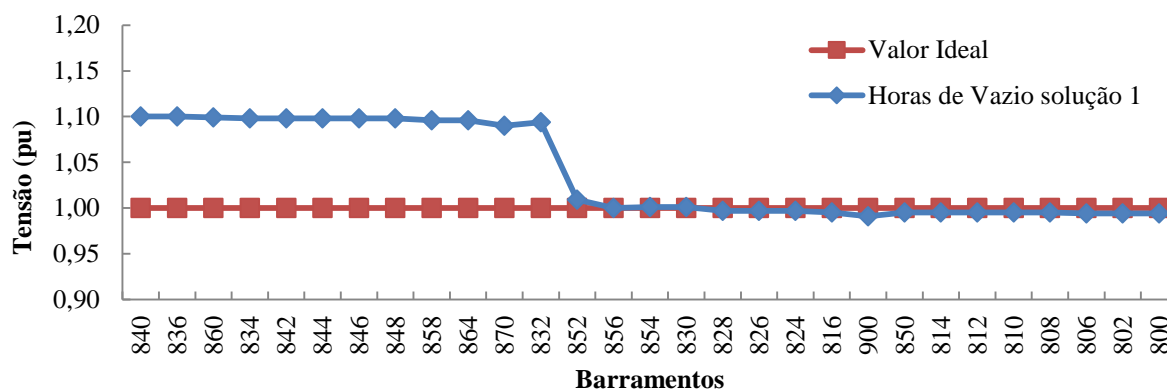


Figura 5.2: Perfil de tensão obtido para a solução 1.

Dos resultados obtidos, e de acordo com o *set-point* estipulado para a alimentação da rede, do barramento 840 ao barramento 832 a tensão assume valores superiores 1 pu, pelo que se sugere atuar sobre o *set-point* de alimentação da rede de forma a trazer a tensão para o valor desejado, sendo assim identificada outra ação a tomar.

A ação de atuar no *set-point* da rede, conjuntamente com atuação sobre as BC e RT encontra-se descrita na Figura 5.3, como Horas de Vazio solução 2.

Para esta solução o valor do *set-point* é definido como 1 pu, depois é decidido manter as BC dos barramentos 844 e 848, para a BC do barramento 870 a sua potência irá ser reduzidas em 70 %, passando assim a ter uma potência de 0,072 Mvar. Para a BC do barramento 900 é necessário reduzir a potência em 60 %, apresentando assim uma potência de 0,096 Mvar.

Para os reguladores, no caso do RT da linha 832/852 é necessário alterar a razão de transformação de modo a permitir elevar a tensão em 1 %, no RT da linha 850/814 é necessário elevar em 0,05 %.

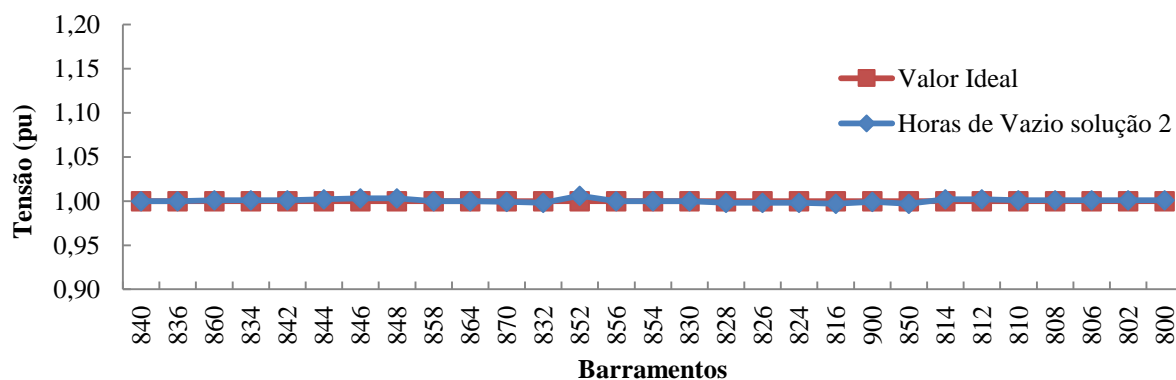


Figura 5.3: Perfil de tensão obtido para a solução 2.

Com às três ações indicadas na Tabela 5.2 é possível verificar, que o perfil obtido se encontra dentro do limite definido e muito próximo do valor ideal, sendo assim eliminado o problema das sobretensões.

Na Tabela 5.2 é são apresentadas as várias ações tomadas (Regras) e ordem de ação, e uma pequena descrição.

Tabela 5.2: Regra de priorização e respetiva ordem de implementação para simulação Horas de Vazio solução 2.

Regras	Ordem de ação	Descrição
<i>Set-point</i>	1º	Definido como 1 pu
BC	2º	Dos barramentos 844 e 848 mantêm-se iguais, barramentos 870 baixar em 70 % a sua potência, barramento 900 reduzir a potência em 60 %
RT	3º	RT da linha 832/852 elevar a tensão em 1 %, RT da linha 850/814 elevar a tensão em 0,05 %

De modo a verificar se para esta condição da rede é possível garantir perdas dentro da gama estipulada foi realizada a mesma análise que a apresentada nos capítulos anteriores. Assim e utilizando a mesma metodologia, é possível obter os valores das perdas presentes na Tabela 5.3, onde temos a comparação entre o cenário referência, isto é, caso 6 com alimentação pelo barramento 840, e entre às soluções apresentadas.

Dos resultados obtidos verifica-se que para simulação Horas de Vazio solução 2, o valor das perdas é inferior ao máximo estipulado. Ao realizar as ações indicadas é possível reduzir o valor das perdas em comparação com o cenário de referência, isto é, sem a condição simulação de período de horas de vazio, o que é expectável, tendo em consideração o pressuposto da rede num período de horas de vazio com a redução drástica da carga.

Tabela 5.3: Valor das perdas ativas e reativas para a condição de horas de vazio em valor percentual.

Perdas				
	Cenário de referência	Horas de Vazio	Horas de Vazio solução 1	Horas de Vazio solução 2
$P_L(\%)$	8,35	12,20	1,57	4,72
$Q_L(\%)$	10,95	13,07	0,00	6,54

É importante referir que para as condições de simulação Horas de Vazio solução 1, o valor das perdas obtido é inferior ao obtido para a condição de simulação Horas de Vazio solução 2, contudo para esta simulação o perfil de tensão obtido encontra-se muito próximo do valor ideal de 1 pu ao longo de toda a rede.

5.3.2 Regras de priorização para regimes de carga de horas fora do vazio

A simulação agora analisada corresponde a um modo de exploração da rede suposta em horas fora do vazio, assumindo-se um aumento da potência consumida em 20 % relativamente ao valor nominal. Os resultados obtidos durante a análise conduzida para este cenário são apresentados na Figura 5.4.

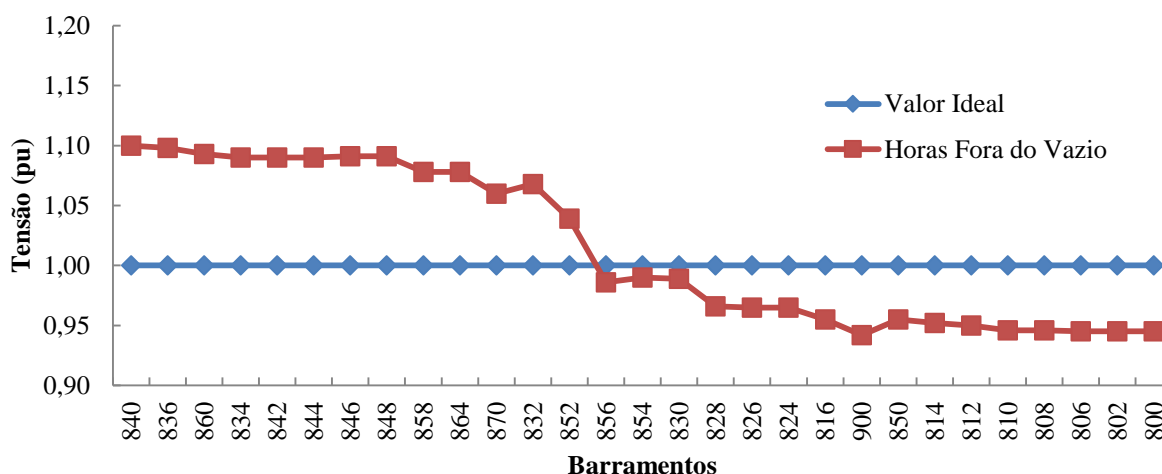


Figura 5.4: Perfil de tensão para a condição de horas fora do vazio.

Ao analisar-se os resultados obtidos com esta simulação é possível verificar que os perfis de tensão se encontram dentro do limite imposto, como é visível na figura através do perfil Horas Fora do Vazio.

A explicação para o facto do comportamento do perfil ser descendente, está relacionada com a condição de simulação, pois está-se aumentar a potência solicitada a rede, logo vamos ter uma maior queda de tensão ao longo das linhas. De modo que, os barramentos finais vão sofrer uma penalização, apresentando assim valores inferiores.

Com a realização desta simulação é verificado um problema de subtensões para os clientes no final da rede, logo é necessário adotar soluções capazes de eliminar/atenuar este problema. Assim, e com este objetivo em consideração foi tomada a decisão de atuar nas BC e RT. Onde para as BC dos barramentos 844, 848 e 870 foi tomada a decisão de as desligar, a exceção da BC do barramento 900.

Para os reguladores, foi definido que o RT da linha 832/852 irá sofrer uma alteração da razão de transformação com o objetivo de elevar a tensão em 3,5 %, para o RT da linha 850/814 é definido que este eleve a tensão em 2 %. Onde o resultado obtido é apresentado na Figura 5.5.

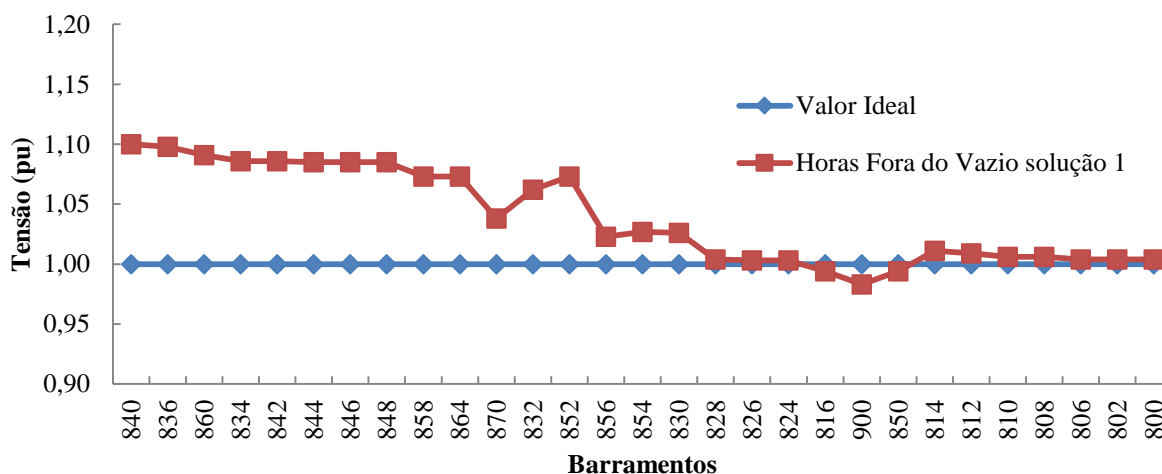


Figura 5.5: Perfil de tensão obtido para a solução 1.

Dos resultados obtidos, e de acordo com o *set-point* estipulado para a alimentação da rede, do barramento 840 até ao barramento 852 o valor da tensão obtido apresenta valores superiores a 1 pu, pelo que indica que atuar sobre o *set-point* de alimentação da rede pode ser uma ação a realizar de forma a trazer a tensão para valores mais próximos do valor desejado.

Deste modo é possível identificar o *set-point* da rede como o próximo ponto atuar, assim ação de atuar sobre o *set-point* da rede, conjuntamente com atuação sobre as BC, RT e transformadores encontra-se descrita na Figura 5.6, como Horas Fora do Vazio solução 2.

Para esta solução o valor do *set-point* é reduzido para 1,03 pu, atenuando assim os valores iniciais, que se apresentavam elevados em relação a situação ideal.

Para as BC foi considerado que se iram manter todas ligadas, mantendo-se assim as suas potências. No caso dos reguladores, foi definido que RT da linha 832/852 sofre uma alteração na razão de transformação de modo a permitir elevar a tensão em 9 %, para o RT da linha 850/814, foi definido que este eleve a tensão em 3 %. Foi ainda identificado que é necessário alterar a razão de transformação dos transformadores, sendo assim estabelecido que, para transformador da linha 852/870 é necessário alterar a razão de transformação com o objetivo de elevar a tensão em 2 % e que para o transformador da linha 850/900 é necessário ajustar o valor da razão de transformação de modo a permitir elevar a tensão em 3 %, o resultado obtido com estas ações é apresentado na Figura 5.6.

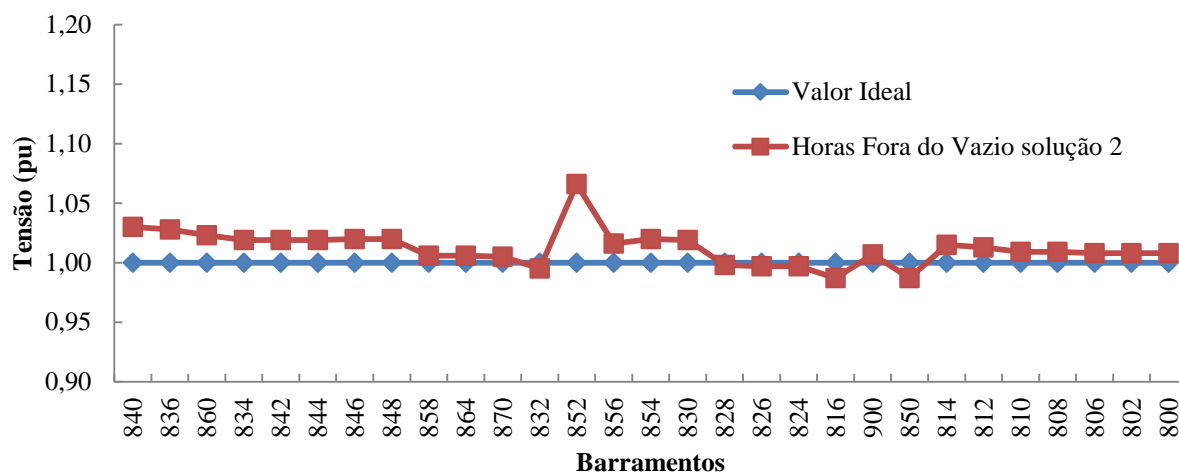


Figura 5.6: Perfil de tensão obtido para a solução 2.

Com às ações indicadas na Tabela 5.4 é possível verificar que, o perfil obtido se encontra dentro do limite definido e próximo do valor ideal, sendo assim atenuado o problema de subtensões. Na Tabela 5.4 são apresentadas as várias ações tomadas (Regras) e ordem de ação, e uma pequena descrição.

Tabela 5.4: Regras de priorização e respectiva ordem de implementação para simulação Horas Fora do Vazio solução 2.

Regras	Ordem de ação	Descrição
Set- point	1º	Definido como 1,03 pu
BC	2º	Mantêm-se iguais ao valor nominal
RT	3º	RT da linha 832/852 elevar a tensão em 9 %, RT da linha 850/814 elevar a tensão em 3 %
Transformador	4º	Transformador da linha 852/870 elevar a tensão em 2 %, transformador da linha 850/900 elevar em 3 %

Com o objetivo de perceber se a solução adotada na Figura 5.6 compre os objetivos definidos, foi realizada uma análise às perdas nas linhas presentes na Tabela 5.5, assim utilizando a metodologia exposta anteriormente, é possível obter valores das perdas, onde se realiza uma comparação com o cenário de referência e as soluções apresentadas.

Dos resultados obtidos para o perfil de tensão e perdas nas linhas a simulação Horas Fora do Vazio solução 2 apresenta-se como a melhor solução, pois apresenta um perfil de tensão dentro do limite estabelecido e um valor de perdas admissível, embora superior ao cenário de base.

Contudo, este aumento era expetável, tendo em consideração o pressuposto da rede num período de horas fora do vazio com o aumento significativo da carga.

Tabela 5.5: Valor percentual das perdas ativas e reativas para a condição de horas fora de vazio.

	Perdas			
	Cenário de referência	Horas Fora do Vazio	Horas Fora do Vazio solução 1	Horas Fora do Vazio solução 2
$P_L(\%)$	8,35	9,12	8,86	8,99
$Q_L(\%)$	10,95	10,89	10,89	10,89

5.3.3 Regras de priorização para regime de carga de 50 % da potência ativa

Nesta simulação irá ser testada a condição de 50 % da potência ativa, isto é, a potência reativa irá se manter igual, e a potência ativa irá ser reduzida em 50 % do seu valor suposto nominal. Assim, é possível verificar que problemas têm a redução da potência ativa, mantendo-se a potência reativa, em uma rede de distribuição de energia, e deste modo determinar as ações que se deve tomar para eliminar/atenuar esse problema.

Como resultado desta condição temos a Figura 5.7.

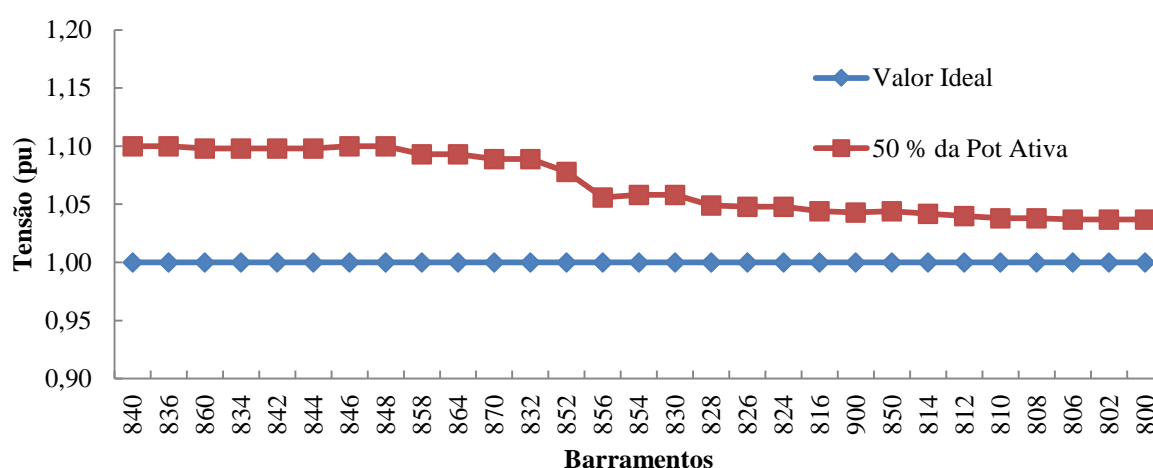


Figura 5.7: Perfil de tensão para a condição de 50 % da potência ativa.

Com a redução da potência ativa consumida em 50 % relativamente ao valor nominal, descrito na figura como 50 % da Pot Ativa, apresenta-se como consequência um perfil descendente

(devido as quedas de tensão nas linhas), sem grandes oscilações, contudo não são obtidos valores inferiores a 1 pu.

Assim, na condição em que a potência ativa consumida baixa em 50 % temos um perfil descendente e afastado do valor ideal, logo é necessário adotar soluções capazes de eliminar/atenuar este problema.

Com o objetivo de resolver o problema verificado para este regime de carga, foi tomada a decisão de atuar sobre as BC e RT, onde o resultado obtido é apresentado na Figura 5.8, como 50 % da Pot Ativa solução 1.

Para esta solução, às BC dos barramentos 844, 848 e 870 são desligadas, a do barramento 900 mantém-se.

Para os reguladores, no caso do RT da linha 832/852 é necessário ajustar o valor da razão de transformação de modo a baixar a tensão em 3 %, para o RT da linha 850/814 é necessário elevar a tensão em 1 %.

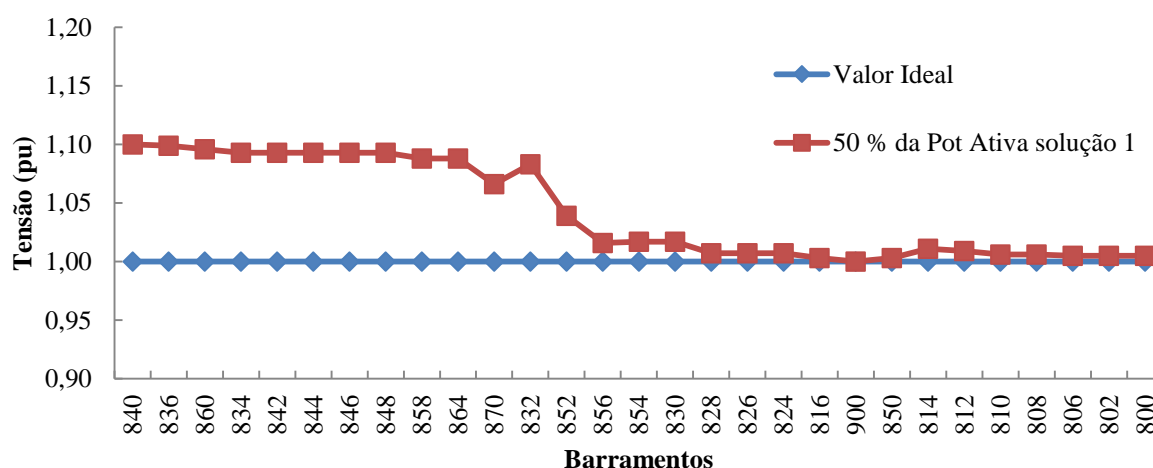


Figura 5.8: Perfil de tensão obtido para a solução 1.

Com os resultados obtidos, e de acordo com o *set-point* estipulado para a alimentação da rede, do barramento 840 ao barramento 832 a tensão assume valores superiores 1 pu, pelo que se sugere atuar sobre o *set-point* de alimentação da rede de forma a trazer a tensão para o valor desejado, sendo assim identificada outra ação a tomar.

A ação de atuar no *set-point* da rede, conjuntamente com atuação sobre as BC e RT encontra-se descrita na Figura 5.9, como 50 % da Pot Ativa solução 2.

Para esta solução o *set-point* é reduzido para 1,01 pu, para assim reduzir os valores dos perfis de tensão elevados nos barramentos iniciais. Para às BC foi definido que estas não sofrem nenhuma alteração no valor da sua potência.

No caso dos reguladores, o RT da linha 832/852 sofre um ajustamento no valor da razão de transformação de modo a permitir elevar a tensão em 5 %, o RT da linha 850/814 sofre um ajustamento que permita elevar a tensão em 1 %.

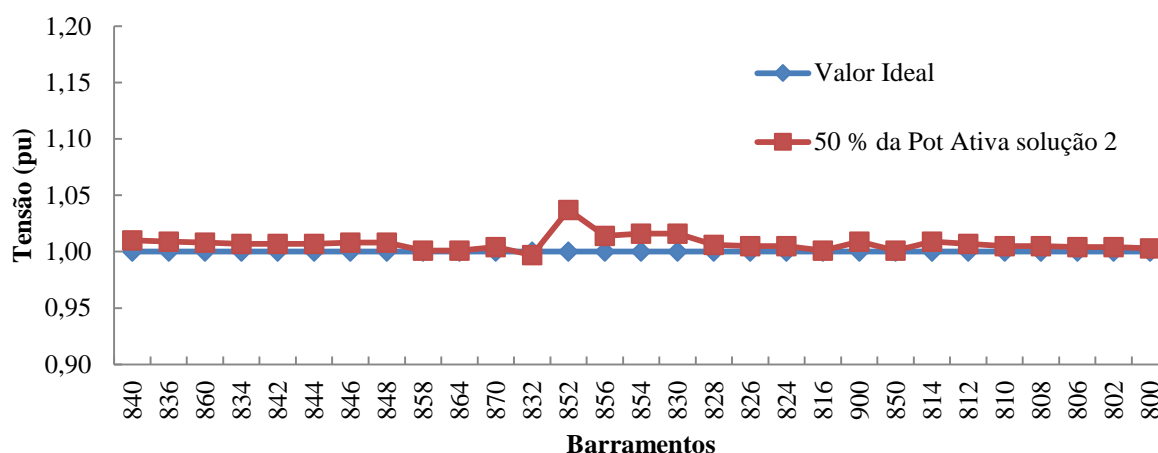


Figura 5.9: Perfil de tensão obtido para a solução 2.

Com as ações indicadas na Tabela 5.6 é possível verificar que, o perfil obtido se encontra dentro do limite definido e muito próximo do valor ideal, sendo assim eliminado o problema do perfil de tensão descendente e com valores de tensão afastados do valor ideal.

Na Tabela 5.6 são apresentadas as várias ações tomadas (Regras) e ordem de ação, e uma pequena descrição.

Tabela 5.6: Regras de priorização e respetiva ordem de implementação para simulação 50 % da potência ativa solução 2.

Regras	Ordem de ação	Descrição
Set-point	1º	Definido como 1,01 pu
BC	2º	Mantêm-se iguais ao valor nominal
RT	3º	RT da linhas 832/852 elevar a tensão em 5 %, RT da linha 850/814 elevar a tensão em 1 %

Com o objetivo de verificar se para esta condição da rede é possível garantir perdas dentro da gama definida, foi realizada uma análise análoga a apresentada nos capítulos anteriores. Assim, e utilizando a mesma metodologia, é possível avaliar se os valores das perdas presentes na Tabela 5.7 estão dentro do intervalo estabelecido.

Dos resultados obtidos verifica-se que para a simulação 50 % da Pot Ativa solução 2, o valor das perdas é inferior ao máximo estipulado, e ainda quando se realizam as ações indicadas é

possível obter valores de perdas inferiores aos obtidos para o cenário de referência. Isto acontece porque às condições de simulação pressupõem a redução de 50 % da potência ativa consumida.

Tabela 5.7: Valor percentual das perdas ativas e reativas para a condição de 50 % da potência ativa.

	Perdas		
	Cenário de referência	50 % da Pot. Ativa	50 % da Pot. Ativa solução 2
$P_L(\%)$	8,35	2,28	2,36
$Q_L(\%)$	10,95	5,23	5,23

5.3.4 Regras de priorização para regime de carga de 50 % da potência reativa

A condição agora simulada é de redução da potência reativa da carga em 50 %, mantendo-se a potência ativa nos valores assumidos como nominais.

Com esta simulação pretende-se avaliar quais as consequências para a rede de reduzir a potência reativa em 50 % do seu valor, mantendo-se a potência ativa igual, e que medidas podem ser tomadas com o objetivo de atenuar/eliminar os problemas gerados, sendo os resultados obtidos apresentados na Figura 5.10.

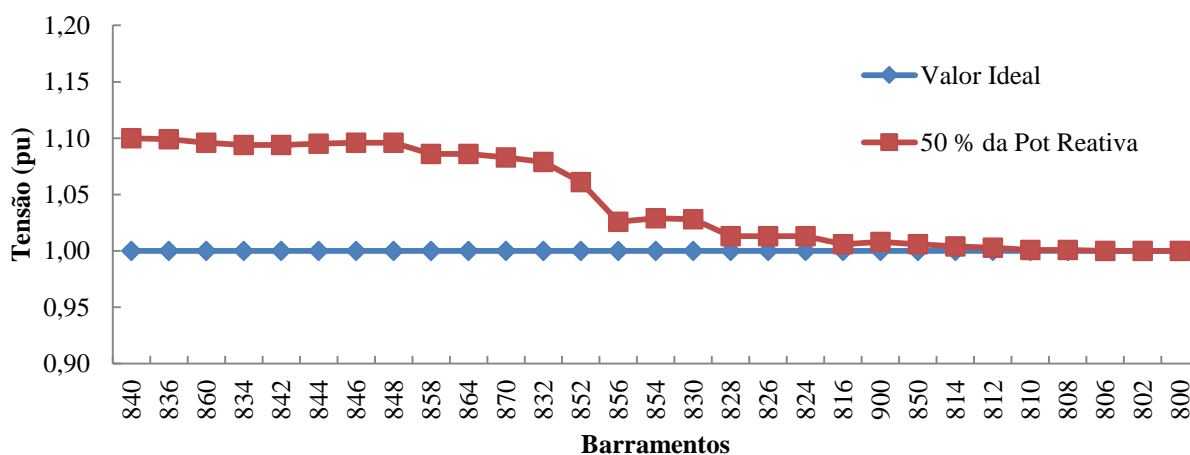


Figura 5.10: Perfil de tensão para a condição de 50 % da potência reativa.

Com os resultados obtidos para esta condição de simulação é verificado que o perfil obtido apresenta problemas no valor da tensão do barramento 840 ate ao barramento 856, pois os valores de tensão obtidos são superiores a 1 pu, pelo que se sugere atuar no *set-point* da alimentação da rede, de forma a trazer a tensão para o valor desejado.

A ação de atuar no *set-point* da rede, conjuntamente com atuação sobre as BC e RT encontra-se descrita na Figura 5.11, como 50 % da Pot Reativa solução.

Para esta solução o valor do *set-point* é ajustado para 1,02 pu, atenuando assim os valores iniciais que se apresentavam elevados em relação a situação ideal, eliminando assim o problema desta simulação. No caso das BC foi considerado que estas se irão manter.

Para os reguladores, foi definido que o RT da linha 832/852 sofre um ajuste na razão de transformação com o objetivo de elevar a tensão em 7 %, para o RT da linha 850/814, foi estabelecido que este sofre um ajuste que permita elevar a tensão em 1 %.

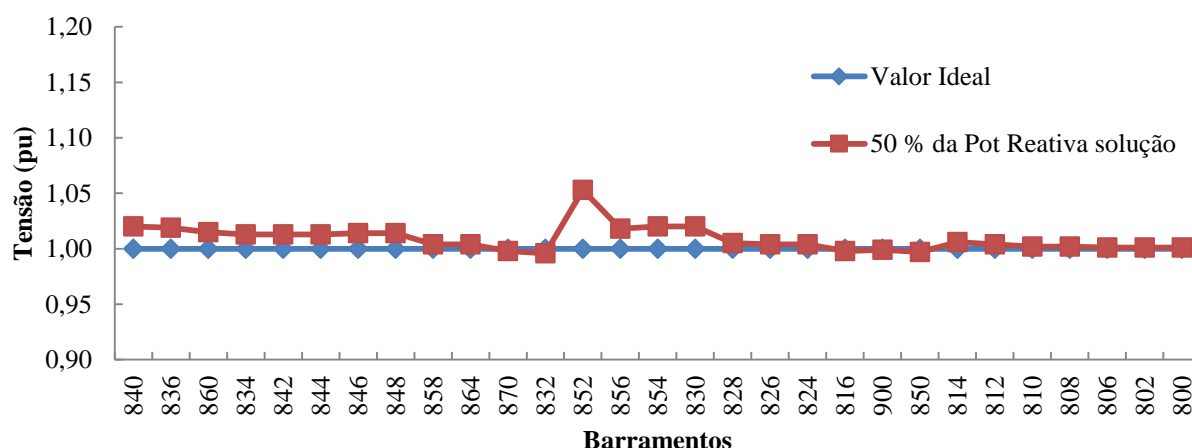


Figura 5.11: Perfil de tensão obtido com a solução final.

Com às ações indicadas na Tabela 5.8 é possível verificar, que o perfil obtido se encontra dentro do limite definido e muito próximo do valor ideal, sendo assim eliminado o problema de valores de tensão elevados em relação ao valor ideal, para os barramentos iniciais.

Na Tabela 5.8 é apresentado às várias ações tomadas (Regras) e ordem de ação, e uma pequena descrição.

Tabela 5.8: Regras de priorização e respetiva ordem de implementação para simulação 50 % da Pot Reativa solução.

Regras	Ordem de ação	Descrição
Set-point	1º	Definido como 1,02 pu
BC	2º	Mantêm-se iguais ao valor nominal

RT	3°	RT da linhas 832/852 elevar em 7 %, RT da linha 850/814 elevar em 1 %
----	----	---

Com estas ações é possível obter um perfil de tensão dentro dos limites impostos e próximo do valor de 1 pu como é visível na Figura 5.11, e ainda obter valores de perdas reativas abaixo do máximo imposto, mas não foi conseguido obter valores de perdas ativas inferiores ao máximo imposto, como é possível verificar na Tabela 5.9.

Tabela 5.9: Valor percentual das perdas ativas e reativas para a condição de 50 % da potência reativa.

Perdas			
	Cenário de referência	50 % da Pot. Reativa	50 % da Pot. Reativa solução
P_L (%)	8,35	14,80	15,43
Q_L (%)	10,95	9,15	9,15

5.4 Conclusões

O objetivo destas novas simulações era criar regras de priorização de ações para uma rede dotada de controlo inteligente, e daí eliminar/atenuar os problemas de alterar o regime de cargas instaladas na rede. Para isso foram criadas quatro condições distintas.

A primeira condição a simular foi de períodos de horas de vazio, onde se verifica que para esta condição á um aumento nos valores do perfil de tensão e nas perdas linhas.

Seguidamente foi simulada a condição de horas fora do vazio, onde se verifica a existência de três níveis para o perfil da rede, na fase inicial da rede verifica-se que o perfil de tensão encontra-se próximo do valor de 1,1 pu, na fase final da rede o perfil de tensão assume valores próximos de 0,95 pu, e no meio da rede verifica-se um perfil transitório. Ao nível das perdas são obtidos valores dentro dos limites impostos.

Posteriormente foi simulada a condição de 50 % da potência ativa onde se obtém um perfil descendente mas sempre com valores superiores a 1 pu, e no que se refere as perdas verifica-se que estas apresentam valores inferiores ao cenário de referência.

Por fim, é realizada a simulação de 50% da potência reativa, onde se verifica que o perfil obtido apresenta valores elevados em relação ao valor ideal, até ao barramentos 856, no caso das perdas ativas estas apresentam valores superiores ao máximo definido.

Com a realização destas simulações foi possível identificar algumas ações a tomar e a ordem que estas devem ser executadas, de modo a manter os perfis de tensão dentro do limite de $[0,90;1,10]$ e as perdas inferiores a 10 %.

Como primeira ação para as quatro condições simuladas é ação sobre o *set-point* de alimentação, seguidamente temos que atuar sobre as BC e posteriormente sobre os RT.

Na fase posterior poderá ser necessário atuar sobre os transformadores, esta ação não foi necessária para todas as condições.

Deste modo, e como é possível verificar na Figura 5.12 com aplicação das várias regras de priorização de cargas é possível obter perfis de tensão dentro dos limites estabelecidos, e ainda próximos do valor ideal de 1 pu, como o desejado para uma rede dotada de controlo inteligente.

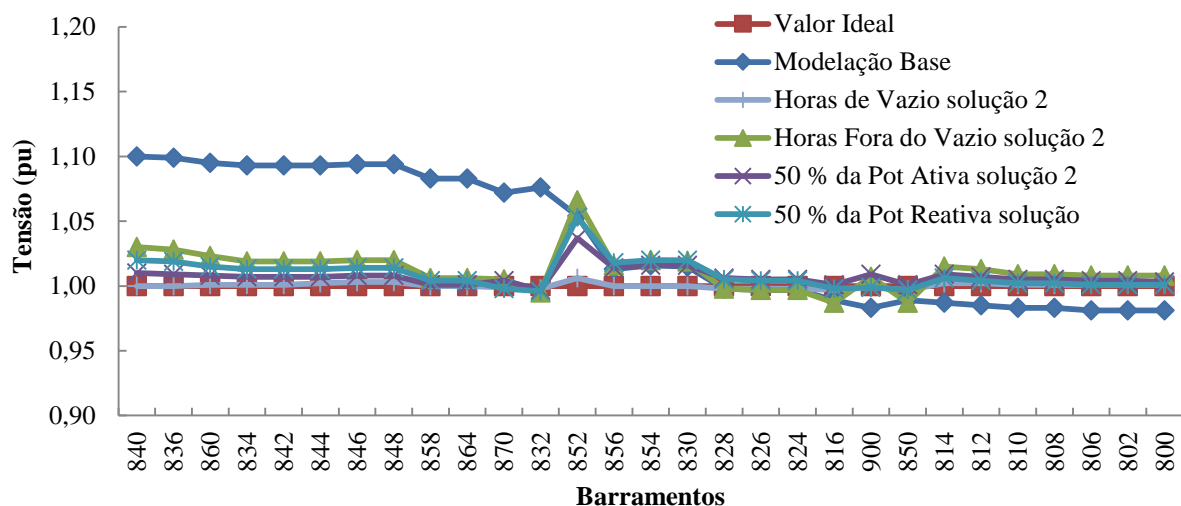


Figura 5.12: Perfis de tensão finais para os vários regimes de carga obtidos com aplicação das regras de priorização de cargas criadas.

Deste modo, e tendo em conta os problemas gerados sobre a rede é possível identificar quais os componentes em que se deve atuar, e a ordem em que as ações se devem realizar, de modo a permitir obter perfis de tensão próximos da situação ideal e perda nas linhas inferiores ao valor máximo imposto.

Capítulo 6

6 Conclusão final

Ao longo deste capítulo são apresentadas e discutidas as principais conclusões retiradas ao longo do trabalho, tendo por base os objetivos delineados no Capítulo 1.1 (Contextualização e objetivos).

6.1 Principais conclusões

O crescente interesse dos intervenientes do sistema produção, distribuição e consumo de energia elétrica nos níveis de QEE, fomenta a realização de vários estudos.

Há décadas atrás quando se falava em QEE, este conceito referia-se à continuidade/fiabilidade do serviço, no entanto, atualmente o panorama mudou e para além da continuidade/fiabilidade torna-se também importante a qualidade da onda.

Para moderar os impactos da ausência da QEE nos vários setores intervenientes do sistema elétrico, existem diversas metodologia/tecnologias que podem ser implementadas, tendo sido exploradas algumas delas do ponto de vista teórico, de forma a permitir compreender qual a sua influência na QEE.

Deste modo e com o recurso ao *software* MATPOWER foi possível verificar qual a influência das BC e RT nos perfis de tensão e perdas nas linhas.

Assim, foi possível verificar que com a instalação das BC e RT é possível obter melhorias significativas nos perfis de tensão da rede.

Para além desta, também se concluiu que com o aumento da potência instalada das BC existe uma redução nas perdas das linhas, devido à redução do valor eficaz da corrente nas linhas. Contudo é importante mencionar que é imprescindível existir um equilíbrio entre a potência de BC a instalar e o nível de tensão que se pretende para a rede.

Na tentativa de obter perfis de tensão e perdas nas linhas inferiores aos obtidos para a configuração de origem (alimentação pelo barramento 800), foram testadas duas novas configurações.

Verificou-se em ambas as configurações (alimentação pelo barramento 840 e exploração da rede em anel aberto), que é possível explorar a rede com perfis mais adequados e com perdas menores.

Analizando e comparando as duas novas configurações é possível concluir que a configuração com alimentação pelo barramento 840 é a que apresenta os melhores perfis de tensão e a configuração com alimentação pelo barramento 800 e 840 (anel aberto) é a que apresenta menores valores de perdas nas linhas.

Por fim, neste trabalho foram simuladas algumas situações que podem acontecer numa rede, com o intuito de compreender o comportamento desta e ainda de criar regras de priorização de medidas, de modo a que seja possível obter perfis de tensão dentro de limites pré-definidos e perdas nas linhas reduzidas comparativamente à configuração de base.

No pressuposto de a rede ser dotada de controlo inteligente, foram ainda simuladas e propostas regras de priorização de ações conducentes à implementação de uma melhoria dos perfis de tensão da rede e à redução das perdas. Para diferentes regimes de carga, explorou-se, em regime permanente, as ações que melhor se adequavam aos objetivos já referidos, o que permitiu produzir um conjunto de regras de priorização de ações sobre a rede, especificamente (1) atuação na tensão de referência do barramento gerador (*set-point*), (2) atuação nas BC, assumidas por escalões, (3) atuação nos RT e também (4) atuação na razão de transformação dos transformadores MT/BT, no pressuposto de que estes são dotados de regulação em carga.

6.2 Trabalhos futuros

Este trabalho equacionou o problema da qualidade de serviço numa rede de MT e explorou algumas metodologias na implementação da qualidade de serviço, de forma não exaustiva. Assim, trabalhos futuros devem incluir outras ferramentas/tecnologias, dos quais se destacam os seguintes:

- Integração de novos componentes da rede (filtros);
- Simulação de novas situações (maior potência instalada);
- Estudo da frequência e dos harmónicos;
- Integração da geração distribuída;
- Transpor a rede gerada para uma rede dotada de controlo inteligente.

7 Referências bibliográficas

- [1] M. H. J. Bollen, *Understanding Power Quality Problems (Voltage Sags And Interruptions)*: Standard Publishers Distributors, 2001.
- [2] H. K. Markiewicz, Antoni, "Power Quality Application Guide," ed: Leonardo Power Quality Initiative (LPQI), 2004.
- [3] ERSE. (2009, 20-01-2014). *Regulamento da Qualidade de Serviço* Available: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/qualidadedeservico/Paginas/default.aspx>
- [4] I.P.Q. (2014). *Características da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública de energia eléctrica.* Available: <http://www.ipq.pt/custompage.aspx?modid=0&pagid=1250&TPA=C&ncert=119905>
- [5] L. A. Allan Ludbrook, Mark Halpin, "IEEE 519 WORKING GROUP ", ed. <http://grouper.ieee.org/groups/519/>: IEEE, 2014.
- [6] I. E. Commission, "ELECTROMAGNETIC COMPATIBILITY," in *Part 6-1: Generic standards Immunity for residential, commercial and light-industrial environments* ed. http://webstore.iec.ch/preview/info_iec61000-6-1%7Bed2.0%7Den_d.pdf: International Electrotechnical Commission, 2005.
- [7] J. S. Martins. (2003) *Qualidade de Energia Elétrica.*
- [8] B. STANDARD, Ed., *Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution networks.* <http://www.docin.com/p-665453982.html>, 2007, p.^pp. Pages.
- [9] *REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO*, ERSE, 2014.
- [10] ERSE. (2014, 20-03-2014). *Eletricidade.*
- [11] R. C. M. Dugan, M.F.; Santoso, S.; Beaty, H.W., *Electrical Power Systems Quality, Second Edition*: McGraw-Hill Education, 2004.
- [12] I. EDP, "Manual Qualidade da Energia Elétrica," ed, 2005.
- [13] A. Amorim. (2007, Maio de 2007) *Qualidade da Energia Elétrica.*
- [14] PIFQ, in <http://goo.gl/YnPYHr>, ed: Power International Fórum Qualidade, 2014.
- [15] *Regulamento de Qualidade de Serviço do Setor Elétrico*, ERSE 232, 2013.
- [16] O. Engenheiros, "O impacto dos problemas de qualidade da energia em instalações eléctricas.," in *O caso particular das cavas, conteúdos harmónicos e sobretensões*, QEnergia, Ed., ed, 2001.
- [17] J. D. B. Delgado, "GESTÃO DA QUALIDADE TOTAL APLICADA AO SECTOR DO FORNECIMENTO DA ENERGIA ELÉCTRICA," UNIVERSIDADE DE COIMBRA, 2002.
- [18] O. Electrical, "nbalanced phasors," vol. Open Electrical ed. http://www.openelectrical.org/wiki/index.php?title=File:Unbalanced_phasors.PNG, 2014.
- [19] H. E. Systems, "Harmonics," ed: <http://www.hersheyenergy.com/harmonics.html>, 2014.

- [20] A. Emadi, A. Nasiri, and S. B. U. Bekiarov, *Uninterruptible Power Supplies and Active Filters*: Taylor & Francis, 2004.
- [21] J. S. Martins, "FILTRO ATIVO PARALELO COM CONTROLE DIGITAL DE BAIXO CUSTO," presented at the IV SBQEE, 2001.
- [22] J. S. Omori, "Aplicação de filtro ativo trifásico em sistemas de distribuição de baixa tensão," ed, 2007.
- [23] J. A. Pomilio. Condicionamento de Energia Elétrica e Dispositivos FACTS [Online]. Available: <http://www.dsce.fee.unicamp.br/~antenor/pdf/it741/cap7.pdf>
- [24] J. L. Afonso. (2013) Condicionadores Ativos de Potência para Mitigação de Problemas de Qualidade de Energia Elétrica em Instalações Industriais. *Industriais*. *Revista Robótica*.
- [25] A. F. NETO, "FILTROS ATIVOS PARALELOS APLICADOS A SISTEMAS ELÉTRICOS TRIFÁSICOS A QUATRO FIOS ", ed: Universidade Estadual de Londrina 2009.
- [26] GEPE, "UPQC-IM-REI - Condicionador Unificado para Qualidade da Energia com Monitorização Integrada e Interface para Energias Renováveis," U. d. Minho, Ed., ed. Universidade do Minho 2013.
- [27] E. Fuchs, *Power Quality in Power Systems and Electrical Machines*: Elsevier Science, 2011.
- [28] G. N. Fenosa. (2014). Available: <http://www.gasnaturalfenosa.pt/>
- [29] L. J. Encarnação, "COMPENSAÇÃO DE ENERGIA REACTIVA COM CONVERSOR MULTINÍVEL TRIFÁSICO " 2007.
- [30] E. T. Jauch, "Possible Effects of Smart Grid Functions on LTC Transformers," *Industry Applications, IEEE Transactions on*, vol. 47, pp. 1013-1021, 2011.
- [31] "BANCO DE CONDENSADORES," ed, 2014.
- [32] L. A. Gallego and A. Padilha-Feltrin, "Voltage regulator modeling for the three-phase power flow in distribution networks," in *Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2008 IEEE/PES*, 2008, pp. 1-6.
- [33] Siemens. (2013). *Reguladores de Tensão*.
- [34] W. F. Usida. (2013) Regulação de tensão em sistemas na distribuição de energia elétrica. *Mecatrônica Atual*
- [35] Citenel, "Qualidade de Energia Elétrica," presented at the II Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica, 2003.
- [36] W. H. U. Kersting, *Distribution System Modeling and Analysis, Third Edition*: Taylor & Francis, 2012.
- [37] W. H. Kersting, "Distribution Feeder Voltage Regulation Control," *Industry Applications, IEEE Transactions on*, vol. 46, pp. 620-626, 2010.
- [38] J. O. Owuor, J. L. Munda, and A. A. Jimoh, "The ieee 34 node radial test feeder as a simulation testbench for Distributed Generation," in *AFRICON, 2011*, 2011, pp. 1-6.
- [39] J. Fulle. (2013, 07-04-2014). *Distribution Test Feeders*.
- [40] Murillo-Sánchez, "Matpower 4.1 User's Manual," ed: Power Systems Engineering Research Center (Pserc), 2011.

- [41] W. H. Kersting, "Radial distribution test feeders," in *Power Engineering Society Winter Meeting, 2001. IEEE*, 2001, pp. 908-912 vol.2.
- [42] IEEE. (2013, 07-04-2014). *Distribution Test Feeders*.
- [43] Vijay Vittal; Dennis Ray; Robert J. Thomas. (2014). *Power Systems Engineering Research Center*. Available: <http://www.pserc.wisc.edu/home/index.aspx>
- [44] J. U. Zhu, *Optimization of Power System Operation*: Wiley, 2009.
- [45] K. S. Khomeini Shahr Branch, Ahar Branch, , "Optimal Placement with Different Number of Capacitor Banks for Voltage Profile Improvement and Loss Reduction based on Simulated Annealing," *IJCST* vol. 2, 2011.
- [46] S. C. Prashanta Sarkar, Saheli Ray, "Optimal Placement of Capacitor for Voltage Support and Minimizing Overall Cost in Radial Distribution System," *International Journal of Computer Applications*, vol. 65, 2013.
- [47] CIEEE. (2012) Estudo de Estabilidade Dinâmica de Redes Elétricas para Determinação das Perturbações das Energias Renováveis sobre os Sistemas Elétricos das Ilhas da Madeira e do Porto Santo. *Agência Regional de Energia e Ambiente da Região Autónoma da Madeira*.
- [48] R. E. N. (REN). (2012). *REN*. Available: <http://www.ren.pt/>
- [49] FFMS. (2014). *Consumo de energia eléctrica: total e por tipo de consumo - Portugal*. Available: <http://www.pordata.pt/Portugal/Consumo+de+energia+electrica+total+e+por+tipo+de+consumo-1124>

A. Anexo A

Características da Rede

Tabela A.1: Cargas instaladas.

Barramento MT	Potência Ativa (MW)	Potência Reativa (Mvar)
830	0,03	0,015
860	0,06	0,048
844	0,06	0,048
848	0,06	0,048
Barramento BT		
870	0,44	0,24
900	0,44	0,24
Total	1,09	0,639

Tabela A.2: Caracterização das Linhas MT.

Cod. Identificação	R (ohm/km)	X (ohm/km)	B (10⁻⁶ S/km)
300	0,6964	0,5211	3,1740
301	1,0506	0,5230	3,0540
302	1,0814	0,5738	2,6259
303	1,0814	0,5738	2,6259
304	0,7443	0,5490	2,7816

Tabela A.3: Caracterização das zonas.

Zona 1 (MT)		Zona 2 (BT)	
V _{b1} (kV)	15	V _{b2} (kV)	0,4
Z _{b1} (ohms)	22,5	Z _{b2} (ohms)	0,016
I _{b1} (A)	384,9	I _{b2} (A)	14433,76
Y _{b1} (ohms)	0,044	Y _{b2} (ohms)	62,5

Tabela A.4: Características da Rede.

Cod. Ident.	Bus A	Bus B	Distância (kms)	R (Ω)	X (Ω)	B (mS)	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Corrente máx adm (A)
300	800	802	0,786	0,547	0,410	2,495	0,024	0,018	5,613 E-05	230
300	802	806	0,527	0,367	0,275	1,673	0,016	0,012	3,764 E-05	230
300	806	808	9,824	6,842	5,119	31,181	0,304	0,228	7,016 E-04	230
303	808	810	1,780	1,925	1,021	4,674	0,086	0,045	1,052 E-04	340
300	808	812	11,430	7,960	5,956	36,279	0,354	0,265	8,163 E-04	230
300	812	814	9,062	6,311	4,722	28,763	0,280	0,210	6,472 E-04	230
301	814	850	0,003				0,324	0,192		180
301	850	816	0,094	0,099	0,049	0,287	0,004	0,002	6,459 E-06	180
301	816	824	3,110	3,268	1,626	9,498	0,145	0,072	2,137 E-04	180
303	824	826	0,924	0,999	0,530	2,426	0,044	0,024	5,459 E-05	340
301	824	828	0,256	0,269	0,134	0,782	0,012	0,006	1,759 E-05	180
301	828	830	6,230	6,546	3,258	19,026	0,291	0,145	4,281 E-04	180
301	830	854	0,158	0,166	0,083	0,483	0,007	0,004	1,086 E-05	180
303	854	856	7,111	7,690	4,080	18,673	0,342	0,181	4,201 E-04	340
301	854	852	11,226	11,795	5,871	34,284	0,524	0,261	7,714 E-04	180
301	852	832	0,003				0,297	0,180		180
301	832	858	1,494	1,570	0,781	4,563	0,070	0,035	1,027 E-04	180
302	858	864	0,494	0,534	0,258	4,666	0,024	0,011	1,050 E-04	340
301	858	834	1,777	1,867	0,929	5,427	0,083	0,041	1,221 E-04	180
301	834	860	0,616	0,647	0,322	1,881	0,029	0,014	4,233 E-05	180
301	860	836	0,817	0,858	0,427	2,495	0,038	0,019	5,614 E-05	180

Cod. Ident.	Bus A	Bus B	Distância (kms)	R (Ω)	X (Ω)	B (mS)	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Corrente máx adm (A)
301	836	840	0,262	0,275	0,137	0,800	0,012	0,006	1,800 E-05	180
301	834	842	0,085	0,089	0,044	0,260	0,004	0,002	5,841 E-06	180
301	842	844	0,411	0,432	0,215	1,255	0,019	0,010	2,824 E-05	180
301	844	846	1,109	1,165	0,580	3,387	0,052	0,026	7,620 E-05	180
301	846	848	0,162	0,170	0,085	0,495	0,008	0,004	1,113 E-05	180
Linhas Baixa Tensão										
	850	900	0,001			0,000	0,129	0,622	0	
	852	870	0,001			0,000	0,129	0,622	0	

Tabela A.5: Caracterização dos Barramentos.

Bus	Type	PD (kW)	QD (Kvar)	GS	BS	Base kV	Vmax	Vmin
800	Com.Ref	0	0	0	0	15	1,5	0,5
802	PQ	0	0	0	0	15	1,5	0,5
806	PQ	0	0	0	0	15	1,5	0,5
808	PQ	0	0	0	0	15	1,5	0,5
810	PQ	0	0	0	0	15	1,5	0,5
812	PQ	0	0	0	0	15	1,5	0,5
814	PQ	0	0	0	0	15,1	1,5	0,5
850	PV	0	0	0	0	15	1,5	0,5
816	PQ	0	0	0	0	15	1,5	0,5
824	PQ	0	0	0	0	15	1,5	0,5
826	PQ	0	0	0	0	15	1,5	0,5
828	PQ	0	0	0	0	15	1,5	0,5
830	PQ	30,00	15,00	0	0	15	1,5	0,5
854	PQ	0	0	0	0	15	1,5	0,5
856	PQ	0	0	0	0	15	1,5	0,5
852	PQ	0	0	0	0	15,1	1,5	0,5
832	PV	0	0	0	0	15	1,5	0,5
858	PQ	0	0	0	0	15	1,5	0,5
864	PQ	0	0	0	0	15	1,5	0,5
834	PQ	0	0	0	0	15	1,5	0,5
860	PQ	60,00	48,00	0	0	15	1,5	0,5
836	PQ	0	0	0	0	15	1,5	0,5
840	PQ	0	0	0	0	15	1,5	0,5

Bus	Type	PD (kW)	QD (Kvar)	GS	BS	Base kV	Vmax	Vmin
842	PQ	0	0	0	0	15	1,5	0,5
844	PQ	60,00	48,00	0	0,3	15	1,5	0,5
846	PQ	0	0	0	0	15	1,5	0,5
848	PQ	60,00	48,00	0	0,45	15	1,5	0,5
870	PQ	440	240	0	0	0,4	1,5	0,5
900	PQ	440	240	0	0	0,4	1,5	0,5

Tabela A.6: Correntes máximas admissíveis nas linhas.

Código de identificação.	Organização das fases	Tipo de Condutor ⁽³⁾		Código de Espaçamento ⁽²⁾	Intensidade da corrente a 50°C
		Fase	Neutro		
		ACSR ⁽¹⁾	ACSR		
300	B A C N	1/0	1/0	500	230
301	B A C N	#2 6/1	#2 6/1	500	180
303	B N	#4 6/1	#4 6/1	510	340

1 Condutor de Alumino reforçado em Aço

2 Código de espaçamento entre o condutor neutro e condutor das fases

3 Tipo de condutor e o tamanho dos mesmo em AWG ⁽⁴⁾ ou kcmil

4 Escala americana normalizada (American Wire Gauge)